Office national de l'énergie

National Energy Board

rapport annuel 2002 au Parlement

Le 14 mars 2003

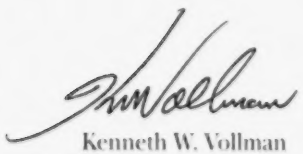
L'honorable Herb Dhaliwal, C.P., député
Ministre de Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le Rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'année terminée le 31 décembre 2002, conformément aux dispositions de l'article 133 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C., 1985, ch. n-7.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de mes sentiments les plus distingués.

Le président,



Kenneth W. Vollman

table des matières

Lettre du président *1*

Le rôle et les attributions de l'Office *3*

Contexte de fonctionnement *5*

Faits saillants des activités de réglementation *9*

Aperçu de la situation énergétique *14*

Sécurité et environnement *29*

Efficience économique *36*

Participation du public *42*

Un riche bassin d'expérience *49*

Supplément

I **Lois, règlements, directives et lignes directrices** **53**

II **Compagnies relevant de la compétence de l'ONÉ** **57**

III **Documents** **60**

IV **Instances** **62**

V **Coopération avec d'autres organismes** **66**

VI **Liste des annexes** **70**

VII **Structure de l'ONÉ** **72**

VIII **Liste des abréviations** **75**

Table de conversion au système métrique *76*

raison d'être

La raison d'être de l'ONÉ est de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien, tout en respectant les droits individuels et en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, et de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

vision

Être un chef de file respecté dans la réglementation des questions économiques, environnementales et de sécurité.

buts

Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.

Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.

103-03967/

lettre du président

La volatilité des prix sur les marchés du gaz naturel en 2001, couplée aux sérieux problèmes qui ont secoué les sociétés nord-américaines vouées au commerce de l'énergie, a causé de vives préoccupations dans le public à propos du fonctionnement des marchés de l'énergie. Face à cette situation, l'ONÉ a surveillé de près les marchés en 2002 et en a conclu que les Canadiens avaient pu satisfaire pleinement leurs besoins énergétiques tout au long de l'année à des prix de marché équitables. Fait à noter, l'Office n'a décelé aucune preuve de pratiques douteuses chez les sociétés qui se livrent au commerce de l'énergie au Canada.

Dans le cadre de sa fonction de surveillance des marchés, l'Office a publié un rapport sur le fonctionnement du marché canadien du gaz naturel de même qu'un rapport sur les perspectives de l'approvisionnement en gaz naturel provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Il ressort de ces études que, même avec le maintien de niveaux de forage élevés, la production de gaz naturel de sources classiques va probablement rester stable, ou même diminuer légèrement, dans les deux années à venir. Ces signes d'épuisement du BSOC ont ravivé l'intérêt pour la mise en valeur d'autres sources d'approvisionnement en gaz, dont le méthane de gisements houillers et les nouveaux bassins dans les Territoires du Nord-Ouest et la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Les sociétés qui songent à mettre en valeur les ressources des régions pionnières doivent obtenir l'approbation de plusieurs organismes ayant différents mandats et champs de compétence. L'ONÉ a collaboré de près avec 12 agences et organismes qui exercent une compétence dans le Nord pour arrêter le *Plan de coopération concernant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un éventuel projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest*. De plus, l'Office a noué un partenariat avec l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers afin d'instaurer un processus à guichet unique pour l'examen du projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier Deep Panuke dans le bassin Néo-Écossais. L'Office continuera de collaborer avec les organismes de tous les paliers pour rehausser encore davantage l'efficacité et l'efficience de ses processus d'approbation réglementaire.

L'Office souscrit au principe de la « réglementation intelligente », ce qui veut dire qu'il consacre ses ressources aux dossiers qui concourent à l'intérêt public des Canadiens, tout en s'efforçant de rationaliser ses processus réglementaires. L'adoption d'une formule de réglementation axée sur les buts est une des mesures que l'Office a prises au chapitre de la réglementation intelligente. En outre, l'Office a soustrait un plus grand nombre de projets de caractère courant au processus d'approbation de demandes et il en est à revoir et à clarifier les lignes directrices dont les sociétés se servent pour rédiger les demandes qu'elles lui présentent.

Au cours de 2002, l'Office a continué d'insister sur les résultats de son programme de réglementation en matière d'environnement. Il est maintenant en mesure d'évaluer rigoureusement l'efficacité des conditions relatives à l'environnement dont il assortit ses approbations visant des installations. En 2002, 94 % des conditions dont on connaissait les résultats avaient produit l'effet final souhaité, contribuant ainsi à l'atteinte du but que l'Office s'est donné au chapitre de la protection de l'environnement.

L'Office s'est aussi employé à répondre au besoin de la population canadienne de participer aux dossiers qu'il traite. En 2002, l'Office a lancé plusieurs initiatives conçues pour faciliter la participation des groupes d'intérêts à ses processus; c'est ainsi qu'il a mené des consultations

externes exhaustives en prévision du prochain rapport sur l'offre et la demande d'énergie, amélioré sa connaissance des modes de participation efficaces dans le cas des nations autochtones et commencé à instaurer, de façon graduelle, un programme prévoyant des mécanismes appropriés de règlement des différends.

Je pense que l'Office, en 2002, a réussi à atteindre les buts qu'il s'était fixés. Les pipelines du Canada ont été construits et exploités en toute sécurité et d'une manière qui protège l'environnement; le fonctionnement équitable des marchés de l'énergie a servi les intérêts économiques des Canadiens; l'infrastructure pipelinière canadienne a su répondre aux besoins des producteurs, des expéditeurs et des consommateurs; et un grand nombre de Canadiens et de Canadiennes ont participé efficacement aux processus de l'Office. Je suis fier des résultats que l'Office a obtenus cette année et confiant qu'il continuera d'atteindre ses buts à l'avenir.

Kenneth W. Vollman

le rôle et les attributions de l'office

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un tribunal de réglementation indépendant qui a été créé en 1959. Il rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Ressources naturelles. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) énonce les principales fonctions de l'Office. Celles-ci consistent à réglementer les gazoducs, oléoducs et productoducs interprovinciaux et internationaux, les lignes internationales de transport d'électricité et certaines lignes interprovinciales qui sont désignées de ressort fédéral, ainsi que les exportations d'énergie. De plus, en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC), et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH), l'Office est appelé à réglementer les activités d'exploration et de production du pétrole et du gaz dans les régions pionnières du Canada qui ne sont pas régies par des accords conjoints fédéraux-provinciaux. La *Loi sur le pipe-line du Nord* et la *Loi sur l'administration de l'énergie* confèrent également à l'Office des responsabilités précises.

Suivant la Loi sur l'ONÉ et la LOPC, l'Office est responsable de la sécurité du public et de la protection de l'environnement. L'Office doit également satisfaire aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) et de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. En outre, le ministre du Travail nomme des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de santé et de sécurité aux fins de l'application de la Partie II du *Code canadien du travail* dans le cas des installations qui sont réglementées par l'ONÉ.

Le mandat de l'Office consiste aussi à offrir des conseils techniques spécialisés à l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE) et à l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), ainsi qu'à Ressources naturelles Canada (RNCan) et au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (AINC). L'Office peut, de son propre chef, tenir des enquêtes et mener des études sur des aspects particuliers du secteur énergétique, de même que préparer des rapports à l'intention du Parlement, du gouvernement fédéral et du grand public. Aux termes de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit suivre tous les aspects de l'offre, de la production, de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques qui sont du ressort du gouvernement fédéral. De plus, l'Office fournit des conseils et produit des études et des rapports à la demande du ministre des Ressources naturelles.

L'Office est un tribunal d'archives qui détient tous les pouvoirs conférés à une cour supérieure en ce qui a trait à la comparution des audiences, à

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes. Il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui évolue constamment au gré des valeurs et des préférences sociétales. À titre d'organisme de réglementation, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences, et rendre une décision.

l'assermentation des témoins et à leur interrogatoire, à la production et à l'examen de documents ainsi qu'à l'application de ses ordonnances. La Loi sur l'ONÉ prévoit la nomination d'un maximum de neuf membres permanents de l'Office. La plupart des audiences publiques sont menées par trois membres, ce qui représente un quorum à l'Office, dont un préside l'audience. Les décisions de réglementation de l'Office et les motifs qui les sous-tendent sont diffusés à titre de documents publics.

On trouvera d'autres informations sur l'Office et ses activités dans son site Web à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

contexte de fonctionnement

L'Office est chargé d'exercer une réglementation, de rendre des décisions et de prodiguer des conseils dans le secteur de l'énergie. Les sociétés que l'Office réglemente procurent de la richesse aux Canadiens en assurant le transport du pétrole, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel (LGN), et en exportant des hydrocarbures et de l'électricité. À titre d'organisme de réglementation, l'Office doit créer un cadre propice à la conduite de ces activités économiques, dans la mesure où celles-ci sont conformes à l'intérêt public. Afin de concrétiser les buts généraux qu'il s'est fixés, l'Office s'efforce d'assurer la sécurité du public, de maximiser les retombées économiques pour les Canadiens, de protéger l'environnement et de respecter les droits des personnes qui sont touchées par les installations et les activités qu'il réglemente. Dans l'exercice de son rôle de régie, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses incidences éventuels, en peser les diverses conséquences et rendre une décision.

L'Office est très conscient de l'influence qu'il a sur le climat d'investissement créé pour les sociétés du secteur de l'énergie. L'industrie souhaite que les processus de réglementation soient clairement définis et qu'ils se déroulent dans des délais prévisibles. Le public, quant à lui, a besoin de savoir que les installations pipelinières que l'Office estime être d'utilité publique sont construites et exploitées en toute sécurité et dans le respect de l'environnement. L'Office est prêt à adapter sa démarche de réglementation de manière à répondre aux besoins des Canadiens.

Le pétrole, le gaz naturel et l'électricité sont les principaux produits énergétiques du Canada et malgré la convergence qui se développe entre les diverses formes d'énergie, le commerce de chaque produit obéit à des règles de marché particulières. Le pétrole est vendu dans un marché mondial ouvert et c'est pourquoi les prix payés par les consommateurs, tout comme ceux que reçoivent les producteurs, suivent de près l'évolution du marché mondial. Le commerce du gaz naturel canadien se fait dans un marché nord-américain hautement intégré, si bien que tout événement qui survient dans une région géographique en particulier se répercute inévitablement sur le marché tout entier. Enfin, les marchés de l'énergie électrique ont encore une portée régionale, mais une restructuration de ces marchés s'opère dans diverses administrations canadiennes et aux États-Unis.

Le présent rapport examine chacun de ces produits énergétiques et fait ressortir le rôle que remplit l'Office du point de vue de la réglementation des installations pipelinières ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

En 2002, les prix du gaz naturel ont retrouvé une certaine stabilité alors que la tension montait sur les marchés mondiaux du pétrole et qu'un intérêt croissant s'était manifesté pour l'exportation d'électricité.

Les prix du gaz naturel se sont tenus entre 3 $ et 4 $ le gigajoule pendant la majeure partie de 2002[1], ce qui correspond à un prix moyen de 3,70 $. Pour ce qui est du bilan net d'exportation, le Canada a exporté environ 56 % de sa production de gaz naturel aux États-Unis en 2002, et ces exportations représentaient une portion importante de l'approvisionnement américain. La production canadienne venant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et de la Plate-forme Néo-Écossaise compte pour près de 25 % de tout l'approvisionnement nord-américain. Bien que les bassins d'approvisionnement du Canada n'aient pas été explorés aussi exhaustivement que ceux des États-Unis, les signes d'épuisement observés dans le BSOC ont été une source de préoccupation en 2002. Chaque année, il faut accroître la capacité de production journalière de quelque trois milliards de pied cubes simplement pour maintenir les niveaux de production actuels. Ceci explique, en partie du moins, l'intérêt grandissant que suscitent la construction d'un éventuel gazoduc dans la vallée du Mackenzie et l'exploration et la mise en valeur des gisements au large de la côte Est du Canada. De plus, on a observé un regain d'intérêt pour ce qui est d'intensifier les liens avec des marchés gaziers étrangers par l'importation de gaz naturel liquéfié, bien que le niveau des importations en Amérique du Nord soit demeuré assez faible. Par ailleurs, la débâcle du géant de l'énergie Enron et les investigations qui se poursuivent au sujet des allégations d'inconduite visant un certain nombre d'autres sociétés de courtage en énergie ont fortement ébranlé les marchés gaziers nord-américains. Tout cela s'est soldé par une baisse des liquidités, en raison du brusque déclin de l'ensemble des transactions à court terme.

Le prix mondial moyen du pétrole n'a que légèrement augmenté par rapport à 2001, le West Texas Intermediate (WTI) se situant à 26 $US. Cependant, au cours de 2002, les prix du pétrole ont grimpé de 20 $US jusqu'à 32 $US le baril, à cause des tensions politiques internationales qui risquaient de perturber l'approvisionnement mondial en pétrole brut. Le faible niveau des stocks dans trois marchés de l'OCDE[2] a également contribué au maintien de prix élevés. La vigueur et la stabilité des prix du pétrole ont toutefois été avantageux pour les producteurs canadiens, et la production canadienne de pétrole brut et d'équivalents a atteint un niveau record en 2002. Après avoir chuté pendant quatre trimestres consécutifs, la demande mondiale de pétrole a rebondi au troisième trimestre de 2002 et devrait continuer de croître tout au long de l'hiver. La production et l'exportation de pétrole canadien continuent de progresser, le gros des exportations étant destiné aux États-Unis. À cet égard, notons que les exportations de pétrole dépendent étroitement des caractéristiques de la demande sur le marché américain, spécialement dans la région du Midwest.

Depuis le début des années 1990, d'importantes initiatives ont été prises au chapitre de la restructuration des marchés de l'électricité en Amérique du Nord. Cette restructuration se poursuit dans diverses administrations canadiennes et aux États-Unis, mais malgré l'accroissement du degré d'interconnexion entre les différents réseaux d'électricité, les marchés de l'électricité tendent à conserver un caractère régional. À la fin de 2002, l'Alberta et l'Ontario avaient ouvert leurs marchés de gros et de détail à la concurrence, d'où vient qu'environ 50 % de la population canadienne peut maintenant se procurer de l'électricité auprès du grossiste ou du détaillant de son choix. La Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et la Colombie-Britannique ont tous annoncé qu'ils prenaient des initiatives pour restructurer leurs marchés respectifs de l'électricité.

L'Office continue de participer au centre d'échange trilatéral (*Trilateral Clearing House*), une initiative du groupe de travail trilatéral sur l'électricité formé sous l'égide du Groupe de travail nord-américain sur l'énergie (GTNAÉ). Ce dernier a pour but de favoriser la communication et la collaboration entre les gouvernements et l'industrie énergétique des trois pays - Canada, États-Unis et Mexique - en vue d'aborder les questions énergétiques d'intérêt commun et d'aligner davantage le commerce et les échanges énergétiques en Amérique du Nord, dans le respect des principes du développement durable.

1 Les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens à moins d'indication contraire.

2 Organisation de coopération et de développement économiques.

La réglementation intelligente

La réglementation intelligente, un des grands thèmes du Discours du Trône de 2002, consiste à créer un climat favorable à l'investissement en instaurant un processus de réglementation clair, prévisible et efficace. L'Office se rend compte qu'il est important pour les entreprises que les exigences réglementaires soient bien définies et que les délais d'approbation soient prévisibles. L'ONÉ a pris des mesures concrètes dans ce sens en adoptant de nouvelles méthodes de réglementation, tout en veillant à ce qu'il soit bien tenu compte de tous les intérêts publics en jeu.

L'Office est persuadé que la transition d'une formule de réglementation normative à une démarche axée sur les buts s'inscrit dans la doctrine de la réglementation intelligente et il compte poursuivre les efforts dans ce domaine. Suivant cette démarche, les dispositions réglementaires énoncent les résultats que les sociétés réglementées doivent atteindre, mais laissent à la discrétion de chacune d'elles le choix de la meilleure méthode à employer pour les atteindre. L'Office a fait un premier pas dans la réglementation axée sur les buts lorsqu'il a publié la version révisée de son *Règlement sur les pipelines terrestres*, en 1999. Depuis, il a conçu divers autres règlements qui sont inspirés de la formule de la réglementation axée sur les buts, notamment le *Règlement sur les usines de traitement* (qui est en voie d'être promulgué), le *Règlement sur la prévention des dommages* (qui est en cours d'étude), et une version révisée du *Règlement sur les opérations de plongée* (qu'il reste à faire approuver par les Offices des hydrocarbures extracôtiers).

Soucieux d'accroître son efficience, l'Office ne cesse de revoir ses processus afin de concentrer ses efforts du point de vue de l'approbation réglementaire des demandes là où ils auront le plus d'impact et de simplifier les démarches dans toute la mesure du possible. En 2002, il a publié une version révisée de l'ordonnance de simplification du traitement des demandes aux termes de l'article 58, qui permet aux sociétés d'exécuter des projets courants liés aux installations sans demander l'approbation préalable de l'Office. Les dernières révisions à l'ordonnance ont permis d'exclure un plus grand nombre de projets de type courant du processus habituel d'approbation des demandes.

Les demandes incomplètes étant une des principales causes de retards évitables sur le plan du traitement, l'Office a entrepris la révision de ses *Directives concernant les exigences de dépôt* (Directives) en 2002. Ces Directives détaillent les renseignements qu'un demandeur doit déposer à l'appui de sa demande. Les premières sections dont il aura achevé la révision seront diffusées au printemps 2003, et la révision intégrale des Directives doit être terminée d'ici la fin de 2003.

Pour réduire les chevauchements entre les processus, l'Office est toujours à l'affût de façons de coordonner ses démarches avec celles d'autres régies et ministères gouvernementaux. En 2002, l'Office a lancé des discussions qui ont abouti à l'adoption d'un plan de coopération avec 12 organismes intéressés par l'examen d'une éventuelle demande visant la construction d'un gazoduc dans la vallée du Mackenzie. L'Office a aussi négocié une entente avec l'OCNHE pour mettre en place un processus à guichet unique pour l'examen du projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier Deep Panuke proposé par la société EnCana.

Vous trouverez plus de précisions sur ces initiatives sous la rubrique *Efficience économique* du présent rapport.

Contexte sociétal

L'Office s'efforce de rendre des décisions qui sont conformes à l'intérêt public canadien. Ses processus sont conçus de manière à donner aux parties intéressées la possibilité d'exprimer leurs points de vue. Il est important que l'Office entende les vues de toutes les parties, car ses décisions de réglementation touchent non seulement l'industrie et les consommateurs d'énergie, mais aussi les propriétaires de terrains, les populations autochtones et toutes les personnes qui vivent le long des emprises ou dans le voisinage d'un pipeline, d'une ligne de transport d'électricité ou d'une installation.

L'Office s'allie la collaboration d'autres organismes gouvernementaux lorsqu'une demande fait intervenir plusieurs instances, afin d'éliminer le double emploi, de clarifier les processus et de favoriser la participation du public. En 2002, l'Office a lancé plusieurs initiatives visant à aider le public à mieux comprendre ses processus réglementaires. À titre d'exemple, il a conçu le programme des mécanismes appropriés de règlement des différends (MADRD) qui offre aux parties opposées dans un litige une plus grande souplesse pour régler les différends, que ce soit dans le cadre du processus de réglementation traditionnel ou en dehors de celui-ci. Une autre initiative, qui fait fond sur des démarches entreprises en 2001, a consisté à développer, de concert avec plusieurs autres régies, le *Plan de coopération concernant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un éventuel projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest* (juin 2002). L'ONÉ a à cœur de susciter la participation des divers groupes d'intérêts et de travailler en collaboration avec les autres organismes de réglementation pour faire en sorte que les projets énergétiques n'aillent de l'avant qu'une fois que tous les intérêts publics en jeu ont bien été pris en ligne de compte.

Sécurité pipelinière

L'Office a des contacts réguliers avec les grandes sociétés pipelinières qu'il réglemente au sujet de la sécurité de leurs opérations et de leurs réseaux pipeliniers. Il a constaté que les entreprises avaient renforcé la sécurité dans leurs installations en 2002. Outre leur sensibilisation accrue à toute la question de la sécurité, certaines sociétés ont pris plusieurs mesures de prévention des sinistres. Celles-ci consistent, entre autres, à limiter l'accès aux zones sensibles, à réviser ou réinstaurer des méthodes de sécurité existantes, à mener des vérifications des systèmes de sécurité, et à étoffer la sécurité matérielle des installations. D'une manière générale, les sociétés ont eu tendance à insister davantage sur la formation de leurs employés, à souligner l'importance de la sécurité et à resserrer les rapports avec les organismes de première intervention, les administrations gouvernementales et les associations industrielles. De plus, l'Office a fait savoir aux sociétés réglementées que la question de la sécurité doit faire partie intégrante de leurs programmes de préparation et d'intervention en cas d'urgence. Enfin, l'Office entretient une liaison et des rapports de travail concernant la sécurité avec les organismes suivants : le Bureau de la protection des infrastructures essentielles et de la protection civile, l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB), la Gendarmerie royale du Canada, le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST), l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP), l'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques, et l'Office of Pipeline Safety aux États-Unis.

faits saillants des activités de réglementation

Au cours de 2002, l'Office s'est penché sur des demandes concernant de nouvelles installations pipelinières, de nouvelles lignes internationales de transport d'électricité et le dépôt de droits et de tarifs, ainsi que sur des demandes de modification d'ordonnances d'exportation à court terme et une demande de révision d'une décision antérieure. Il a reçu plus de 730 demandes des sociétés réglementées, soit 25 % de plus que l'année précédente. La majorité de ces demandes n'ont pas exigé la tenue d'une audience publique; elles portaient notamment sur des améliorations courantes du point de vue de l'exploitation d'installations réglementées en place ainsi que sur des ordonnances d'exportation à court terme. L'Office a tenu sept audiences publiques en 2002, totalisant 57 jours d'audience. De plus, il a reçu 96 demandes en vertu de la LOPC concernant l'approbation de travaux d'exploration et de production dans les régions pionnières, comparativement à 63 en 2001. L'Office a aussi examiné 38 plaintes de propriétaires fonciers, par comparaison à 43 l'année précédente. Parmi les autorisations accordées en vertu de la Loi sur l'ONÉ se trouvaient :

- 3 certificats d'utilité publique;
- 178 ordonnances et permis se rapportant à la construction et à l'exploitation de pipelines et de lignes de transport d'électricité en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ;
- 15 ordonnances concernant les droits et les tarifs de transport aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ;
- 548 permis et ordonnances pour l'exportation de gaz naturel, de pétrole brut et d'électricité en vertu de la partie VI de la Loi sur l'ONÉ.

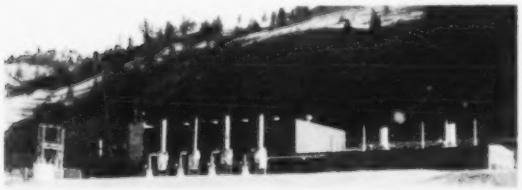
Toutes les décisions réglementaires rendues sont relevées dans les annexes B, C et E.

Installations pipelinières

La plupart des approbations que l'Office a accordées à l'égard d'installations pipelinières visaient des améliorations courantes apportées à des installations en place. Il n'y a pas eu de projets de grande envergure visant à accroître la capacité pipelinière à partir de l'Alberta, mais l'Office a examiné des demandes portant sur des projets d'installations gazières dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et la zone extracôtière des Maritimes.

En mars 2002, EnCana Corporation, auparavant PanCanadian Energy Corporation, a déposé des demandes auprès de l'OCNHE et de l'ONÉ au sujet de son projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier Deep Panuke. L'ONÉ et l'OCNHE ont conclu un protocole d'entente afin de coordonner l'examen public du projet, de réduire les chevauchements entre leurs processus respectifs et de faciliter la participation du public. L'audience publique doit débuter au printemps 2003.

L'Office a reçu une demande de Maritimes & Northeast Pipeline Ltd. (M&NP) qui souhaitait accroître la capacité de son réseau par l'ajout d'une station de comptage et de deux stations de compression en Nouvelle-Écosse, et de deux autres stations de compression au Nouveau-Brunswick. L'Office a approuvé le projet en 2002, mais l'approbation ne prendra effet que le 31 juillet 2003 ou à la date du dépôt de certains renseignements requis de M&NP, la date la plus éloignée étant retenue. Entre autres informations, M&NP doit déposer une conception technique et hydraulique révisée des installations au cas où les volumes prévus aux contrats de transport seraient inférieurs à ce qui était envisagé à l'origine.



En novembre 2002, l'Office a approuvé une demande de Westcoast Energy Inc. (Westcoast) en vue de prolonger le réseau de transport de gaz brut Grizzly et de construire le latéral Weejay. Il s'agit d'aménager 109,5 kilomètres de canalisations de 406 mm[1] et cinq kilomètres de canalisations de 273 mm. Le projet permettra à Westcoast de raccorder des réserves additionnelles de gaz situées dans le secteur Ojay/Weejay en Colombie-Britannique et le secteur Narraway en Alberta afin de les transporter à l'usine à gaz de Pine River, où le gaz sera traité.

Dans le cas d'une autre demande de Westcoast, l'Office a approuvé la construction des installations Kwoen, qui comprennent une station de recompression, une usine de désacidification et un pipeline de réinjection de 10 km de longueur, raccordé à un puits de refoulement. Les installations, toutes situées dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, assureront le traitement d'une partie du gaz brut acheminé par le réseau de transport Grizzly. Enfin, l'Office a examiné une autre demande de Westcoast qui portait sur l'agrandissement de la canalisation principale sud de Westcoast, c'est-à-dire son réseau de transport du gaz naturel en Colombie-Britannique. Le projet comprend l'aménagement de 54,6 kilomètres de conduites de doublement de 1 067 mm, répartis en six tronçons le long de la canalisation principale existante, et l'ajout d'installations à plusieurs stations de compression et dans une station de comptage. L'Office devrait rendre une décision au sujet du projet d'agrandissement au début de l'année 2003.

L'Office a poursuivi le travail sur le projet de pipeline de franchissement du détroit de Georgia, présenté par Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GSX), qui consiste à construire et à exploiter la partie canadienne d'un gazoduc destiné à transporter du gaz naturel de Sumas, dans l'État de Washington, jusqu'à l'île de Vancouver. La Commission d'examen conjoint qui étudie la demande a tenu une audience publique sur une motion relative aux éventuels effets environnementaux du projet. Une conférence préalable à l'audience a également été tenue pour discuter des questions techniques et scientifiques liées à la partie sous-marine du projet. L'audience publique portant sur le projet de GSX est censée débuter en février 2003.

Questions de droits et de tarifs

En ce qui touche les questions d'établissement des droits, l'Office a tenu une audience publique et une conférence technique en 2002, qui portaient toutes les deux sur des demandes de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada).

En février 2002, l'Office a convoqué une audience publique concernant toutes les questions associées au coût du capital de TransCanada et l'établissement d'un rendement équitable pour les années 2001 et 2002. L'Office, en rendant sa décision, a rejeté la proposition de TransCanada

1 L'Office utilise le système international d'unités. Une table de conversion du système métrique au système impérial est fournie à la fin du présent rapport.

voulant qu'il utilise une nouvelle méthode pour déterminer un rendement équitable pour la société, soit celle du coût moyen pondéré du capital après impôt, et a confirmé l'utilisation de la formule qui avait été approuvée dans le cadre de l'instance portant sur le coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94). L'Office a toutefois autorisé une augmentation de la composante des capitaux propres dans la structure du capital de TransCanada. À la fin de 2002, TransCanada a présenté à l'Office une demande de révision et de modification de cette décision.

Dans l'espoir de résoudre les préoccupations formulées par plusieurs parties, l'Office a tenu une conférence technique au début de 2002 pour examiner certains aspects d'une demande de TransCanada concernant la mise hors service de certains compresseurs. À la suite de la conférence, l'Office a émis des instructions au sujet du traitement comptable qui convenait pour les compresseurs qui seraient mis hors service mais conservés en vue de leur éventuelle remise en service. La conférence technique a été un succès en ce sens qu'elle a permis de résoudre les préoccupations les plus immédiates des parties et d'établir un cadre pour le règlement des questions laissées en suspens.

En novembre 2002, TransCanada a demandé une ordonnance autorisant les droits provisoires qu'elle pourrait exiger à compter du 1er janvier 2003 au titre des services de transport offerts sur sa canalisation principale. Avant de rendre une décision, l'Office a sollicité les commentaires des parties intéressées quant à savoir si le niveau des droits provisoires proposés était approprié. L'Office a approuvé la demande relative aux droits provisoires en décembre 2002.

L'ONÉ a également reçu de TransCanada une demande d'approbation des droits qu'elle pourra percevoir en 2003 pour les services de transport offerts sur sa canalisation principale. L'Office tiendra une audience publique à ce sujet en février 2003.

Exportations de gaz naturel

La province du Nouveau-Brunswick a présenté une demande à l'Office pour le prier de tenir une audience afin de fixer un nouveau jeu de règles qui s'appliquerait lorsqu'il s'agit d'examiner des demandes d'ordonnances pour l'exportation à court terme d'approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais. La province craignait que les acheteurs de gaz des Maritimes aient de la difficulté à se procurer le gaz de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse à cause de la rareté des approvisionnements. En septembre 2002, à l'issue d'une audience publique portant sur la question, l'Office a rejeté la demande du Nouveau-Brunswick en affirmant qu'il ne convenait pas d'instaurer de nouvelles procédures qui perturberaient indûment le fonctionnement normal du marché. En parvenant à cette conclusion, l'Office a noté que l'audience n'avait mis en lumière aucune preuve directe établissant que les acheteurs de gaz des Maritimes n'avaient pas eu accès aux approvisionnements en gaz extracôtier néo-écossais à des conditions semblables à celles qui étaient offertes aux marchés d'exportation. Toutefois, reconnaissant les caractéristiques particulières du marché du gaz des Maritimes, l'Office a décidé d'intensifier la surveillance de ce marché. En décembre 2002, l'Office a lancé des consultations avec les principaux intervenants sur le marché gazier des Maritimes afin de recueillir des renseignements en vue de la production d'un premier rapport public concernant le fonctionnement de ce marché.

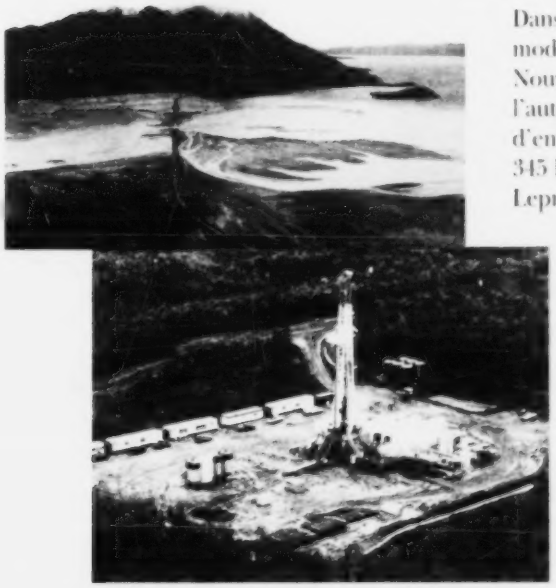
Transport d'électricité

En 2002, en raison de l'intérêt soutenu en faveur du renforcement des liaisons entre les différents réseaux électriques de l'Amérique du Nord, l'Office a eu fort à faire au chapitre de l'évaluation de demandes concernant des lignes de transport d'électricité.

En mars 2002, l'Office a approuvé une demande de la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba visant à construire et à exploiter une ligne internationale de transport d'électricité (LI) qui

s'étendrait de la station Glenboro, dans le Sud du Manitoba, à un point sur la frontière canado-américaine, près de Killarney, au Manitoba. De plus, en juin 2002, l'Office a approuvé une demande de Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée, qui voulait reconstruire un tronçon de LI compris entre Les Cèdres, au Québec, et Cornwall, en Ontario.

En avril 2002, Hydro One Delivery Services, Inc. a présenté une trousse d'information préliminaire à l'Office au sujet du projet de liaison Lake Erie, soit une LI reliant le Canada et les États-Unis qui passerait dans le lac Érié. L'Office a invité le public à lui communiquer ses observations sur une ébauche de la portée de l'évaluation environnementale à effectuer à l'égard du projet. Cependant, en octobre 2002, Hydro One a demandé à l'Office d'ajourner la procédure jusqu'à nouvel avis. Pour l'instant, l'Office ne fera aucune autre démarche concernant le projet.



Dans une demande déposée le 31 mai 2001, puis modifiée le 26 juillet 2002, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a sollicité l'autorisation de construire et d'exploiter une LI d'environ 95 kilomètres de long à une tension de 345 kilovolts. La LI s'étendrait de la péninsule de Pointe Lepreau vers l'ouest, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Woodland, dans le Maine. La demande doit faire l'objet d'une audience publique en 2003.

En juin, Sumas Energy 2 Inc. (SE2) a prié l'Office de reprendre l'évaluation d'un projet de LI à 230 kilovolts, qui partirait de Sumas, dans l'État de Washington, et franchirait la frontière canado-américaine près d'Abbotsford, en Colombie-Britannique. En octobre 2002, l'Office a tenu une audience publique à Abbotsford pour examiner des motions déposées au sujet de la demande. À l'issue de cette audience, l'Office a décidé qu'il convenait d'examiner la preuve sur les éventuels effets environnementaux au Canada de la centrale électrique que SE2 propose de construire à Sumas. Une audience publique sur la demande de SE2 est censée débuter en avril 2003.

Activités dans les régions pionnières

L'exploration a été concentrée surtout dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.) et la région du delta du Mackenzie Delta et de la mer de Beaufort. En 2002, les programmes de géophysique et de forage se sont poursuivis au même rythme que l'année précédente. Dans le Sud des T.N.-O., près du hameau de Fort Liard, et dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, l'industrie s'est consacrée avant tout à des travaux de géophysique et au forage de puits d'exploration. En outre, des travaux sismiques ont été effectués dans la mer de Beaufort, le détroit de Davis et le golfe Saint-Laurent.

En 2002, l'Office a continué d'évaluer des demandes concernant des projets dans les régions pionnières. Certains de ces projets consistaient à raccorder des réserves gazières découvertes dans le Sud des T.N.-O. aux réseaux de transport. Un nouveau champ gazier, celui de Cameron Hills, a été mis en production et raccordé au réseau pipelinier de Cameron Hills qui dessert les marchés nord-américains. En outre, les travaux de production se sont poursuivis dans trois champs gaziers

exploités près de Fort Liard, au champ de pétrole Norman Wells et au champ gazier Ikhil, lequel approvisionne la ville d'Inuvik. Toujours en 2002, on a commencé à cesser l'exploitation des installations de production du champ de gaz Pointed Mountain, situé près de Fort Liard, qui a été exploité de 1972 à 2001. Des groupes de l'industrie ont continué d'effectuer des études d'ingénierie et de faisabilité sur d'importants gazoducs à partir du delta du Mackenzie et de l'Alaska, mais aucune demande de construction n'a été présentée jusqu'à présent.

Coopération en matière de réglementation dans le Nord

En juin 2002, les présidents des agences et organismes chargés des évaluations réglementaires et environnementales dans la vallée du Mackenzie (12 organisations, y compris l'ONÉ) ont diffusé conjointement le *Plan de coopération concernant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un éventuel projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest* (juin 2002). Le plan avait été diffusé plus tôt dans l'année pour recueillir les commentaires du public, puis modifié en fonction des vues exprimées par un large éventail de parties intéressées.

Le plan établit un processus coordonné pour l'examen d'une éventuelle demande de construction d'un important gazoduc, de manière à réduire les chevauchements, à accroître la certitude et la célérité du processus d'examen, et à rehausser la participation du public. Pendant le reste de 2002, les agences et organismes se sont affairés à mettre en œuvre le plan de coopération par l'établissement d'ententes bilatérales précises, d'un secrétariat du projet, de services de soutien technique partagés, d'un registre public conjoint et d'un plan de participation du public. Le processus décrit dans le plan de coopération sera mis en branle dès qu'un promoteur présentera une trousse d'information préliminaire et que des demandes seront faites à l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie.

Dans le cadre du *Regulatory Roadmaps Project* (projet de plan d'action pour la réglementation), l'ONÉ a participé à l'élaboration de plusieurs nouveaux guides de réglementation concernant l'exploration, la mise en valeur et la production de gaz et de pétrole dans les régions pionnières. Les trois guides suivants ont été publiés en 2002 :

- *Guide to Oil and Gas Approvals in the Gwich'in Settlement Area, NWT* (guide des autorisations relatives au pétrole et au gaz dans la zone d'établissement des Gwich'in, T.N.-O.);
- *Guide to Oil and Gas Approvals in the Sahtu Settlement Area, NWT* (guide des autorisations relatives au pétrole et au gaz dans la région visée par l'entente de règlement du Sahtu, T.N.-O.);
- *Guide to Oil and Gas Approvals in the Beaufort Sea, NWT* (guide des autorisations relatives au pétrole et au gaz dans la mer de Beaufort, T.N.-O.).

Ceci porte à sept le nombre de guides publiés dans le cadre du projet, lesquels comprennent deux autres guides visant des zones des T.N.-O. et deux guides pour la région extracôtière du Canada Atlantique. Ils sont tous publiés dans Internet au www.oilandgasguides.com.

Enfin, de concert avec plusieurs autres intervenants, l'ONÉ participe à la mise au point des *Guidelines for Environmental Impact Assessment in the Mackenzie Valley, NWT* (Lignes directrices concernant l'évaluation des répercussions environnementales de projets dans la vallée du Mackenzie, T.N.-O.), une initiative de l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie qui est censée être terminée en 2003.

aperçu de la situation énergétique

Dans le cadre de son mandat de surveillance, l'Office examine les marchés énergétiques et informe régulièrement le public canadien des tendances et enjeux qu'il constate. En plus de remplir ses obligations législatives en matière d'information sur les exportations et importations, l'ONÉ produit des rapports sur les événements récents et ses prévisions en ce qui a trait au marché de l'énergie au Canada. En 2002, l'Office a publié une *Évaluation du marché de l'énergie* (ÉMÉ) portant sur les marchés du gaz naturel et une deuxième à propos de la capacité d'approvisionnement en gaz naturel du BSOC. L'Office s'affaire en outre à produire une étude de l'offre et de la demande à long terme des ressources énergétiques canadiennes, dont la publication est prévue pour le printemps de 2003. Le rapport sur l'offre et la demande présente des analyses sur les tendances à long terme des marchés énergétiques canadiens; il est mis à jour tous les trois ou quatre ans.

Le lecteur trouvera dans les pages qui suivent des renseignements sommaires sur l'offre, la consommation, la production, les prix et le commerce de l'énergie au Canada au cours des cinq dernières années. Les annexes qui accompagnent le rapport annuel présentent des données détaillées sur l'offre et l'utilisation du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité, les activités de l'industrie, les certificats délivrés à l'égard d'installations, les ordonnances et licences d'exportation ainsi que les données financières sur les pipelines (voir la liste des annexes dans le supplément VI).

L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE CANADIENNE

En 2002, l'industrie énergétique représentait environ 6 % du produit intérieur brut du Canada et elle employait un peu moins de 300 000 personnes, soit quelque 1,8 % de la population active canadienne. D'après les estimations, les recettes découlant des exportations d'énergie ont baissé pour s'établir à 12 % de la totalité des exportations canadiennes, contre 15 % en 2001. Ce recul est attribuable à une baisse des prix des produits de base et des quantités exportées.

Tant au Canada qu'aux États-Unis, la croissance économique a été plus forte en 2002 qu'en 2001, c'est-à-dire 3,4 % contre 1,5 % au Canada et 2,7 % par rapport à 1,0 % aux États-Unis. La production d'énergie au Canada s'est accrue de 1,9 % en 2002, comparativement à 1,6 % en 2001, grâce à la croissance plus ferme de l'économie nord-américaine (tableau 1). La production d'énergie au Canada a connu une croissance annuelle moyenne de 1,4 % durant la période 1998-2002, pour refléter ainsi le rythme de croissance de l'économie nord-américaine dans son ensemble.

TABLEAU 1
Production d'énergie au Canada par source d'énergie

	1998	1999	2000	2001	2002
Pétrole	5 627	5 420	5 671	5 727	5 830
Gaz naturel	6 125	6 189	6 377	6 636	6 755
Hydroélectricité	1 183	1 232	1 278	1 182	1 263
Énergie nucléaire	780	802	795	837	808
Charbon	1 651	1 589	1 516	1 502	1 529
Ressources renouvelables et autres	571	609	615	621	632
Total	15 937	15 841	16 252	16 505	16 817

Le pétrole et le gaz naturel ont représenté à eux seuls environ 75 % des sources d'énergie produite au Canada, proportion égale à celle de 2001. Les hausses de production au titre du gaz naturel et du pétrole, ce dernier comprenant le pétrole brut et les LGN, sont principalement attribuables à la croissance économique plus élevée, aux fluctuations relativement modérées des prix du pétrole et du gaz ainsi qu'à l'agrandissement

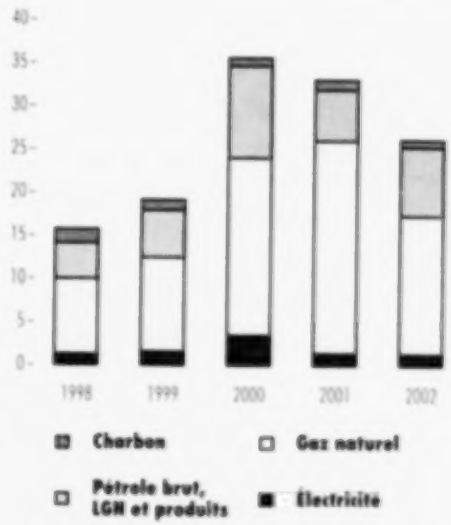
d'installations. La production d'hydroélectricité et celle d'électricité produite au moyen du charbon ont grimpé en 2002 par rapport à 2001, tandis que la production au nucléaire a légèrement baissé en 2002 comparativement à 2001.

Selon les estimations préliminaires, la consommation d'énergie canadienne sur le marché intérieur aurait augmenté de 2,3 % en 2002 après avoir quelque peu diminué en 2001 (tableau 2); cela est compatible avec la croissance de l'économie canadienne et les fluctuations relativement modestes des prix de l'énergie.

En moyenne, l'utilisation d'énergie se fait plus efficacement au Canada. La consommation sur le marché intérieur, par unité de produit intérieur brut (c.-à-d. l'intensité énergétique de la production des biens et services), a continué de fléchir. Au cours de la période 1998-2002, la consommation d'énergie au Canada a augmenté en moyenne de 1,7 % par année, alors que l'ensemble de l'économie canadienne croissait en moyenne de 3,1 % annuellement.

En 2002, le total des recettes brutes tirées des exportations de gaz naturel, de pétrole, d'électricité et de charbon s'est élevé à environ 43 milliards de dollars, quelque 18 % de moins qu'en 2001, surtout en raison des prix à l'exportation plus faibles du gaz naturel et des LGN. L'excédent commercial enregistré en 2002 par le Canada au chapitre de l'énergie (la valeur des exportations d'énergie moins celle des importations d'énergie) s'est établi à environ 26 milliards de dollars; il avait été de 33 milliards de dollars en 2001.

FIGURE 1
Recettes tirées de l'exportation des produits énergétiques



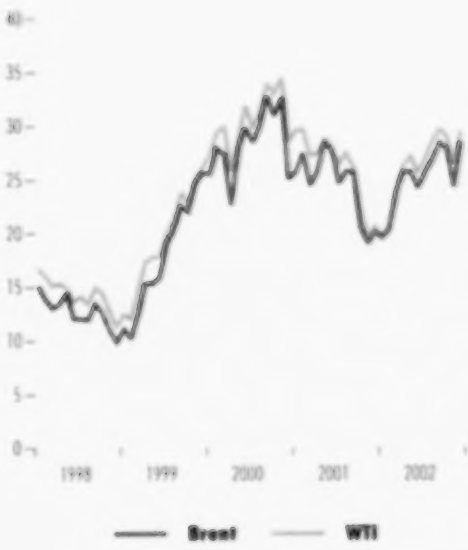
Pétrole brut et liquides de gaz naturel

Marchés internationaux

Après avoir chuté jusqu'à 20 $US à la fin de 2001, les prix mondiaux du pétrole ont grimpé en 2002 sous l'impulsion des tensions géopolitiques croissantes qui menaçaient de perturber les approvisionnements de brut dans le monde. La crainte que les États-Unis envahissent l'Irak s'est quelque peu dissipée quand ce dernier a accepté la présence d'inspecteurs conformément à la résolution des Nations Unies concernant l'armement. Toutefois, en décembre, la tension a remonté d'un cran après que des doutes se soient manifestés quant à la volonté de l'Irak de se conformer en tous points à la résolution. Entre-temps, un ordre de grève générale était lancé au Venezuela au début de décembre. La grève, qui se poursuivait encore à la fin de l'exercice, a fortement

réduit les exportations de pétrole de ce pays. L'indice WTI a terminé l'exercice à 32 $ US environ et s'est établi à 26 $ US en moyenne au cours de l'année.

FIGURE 2
Prix des pétroles de référence WTI et Brent



Le 1er janvier 2002, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) donnait effet à une baisse de ses contingents de production. Ce niveau réduit, soit 3,4 millions de mètres cubes par jour, était le plus bas des dix dernières années et il a été maintenu jusque vers la fin de l'exercice. Cependant, des approvisionnements supplémentaires atteignant parfois 476 000 mètres cubes par jour ont été livrés par des pays membres de l'OPEP par suite d'excédents de production au quatrième trimestre. Lors de son assemblée de décembre 2002, l'OPEP a décidé d'augmenter ses contingents de 206 000 mètres cubes par jour à compter du 1er janvier 2003 et de se conformer aux nouveaux niveaux de production.

Production et remplacement des réserves

La production canadienne de pétrole brut et d'équivalents a de nouveau établi un record en 2002, soit un volume moyen estimatif de 370 400 mètre cubes par jour, c'est-à-dire 6 % de plus qu'en 2001. Cette croissance reflète les hausses de production de pétrole synthétique et de bitume dans l'Ouest canadien et une augmentation de la production de pétrole brut léger classique dans l'Est du pays (tableau 3).

La production au large des côtes de la province de Terre-Neuve et du Labrador a presque doublé en 2002, pour atteindre 45 000 mètres cubes par jour, à la suite de la mise en exploitation du champ Terra Nova qui est venue s'ajouter aux activités déjà en cours à Hibernia. La production de ce dernier champ a d'ailleurs augmenté de 18 % par rapport à l'année précédente. Dans l'Ouest canadien, l'offre de pétrole brut et d'équivalents s'est accrue d'environ 6,8 % en 2002. Pour sa part, la production de pétrole brut léger classique a chuté de 3,2 % : ce chiffre vient confirmer la tendance à long terme qui indique un épuisement naturel des réservoirs. La production de pétrole brut lourd classique a diminué de 3 % par suite de difficultés sur les marchés en 2002.

TABLEAU 3
Production canadienne de pétrole brut et de liquides de gaz naturel

	1998	1999	2000	2001	2002
Léger classique (Est)	13,5	17,5	23,6	24,3	45,8
Léger classique (Ouest)	126,9	113,1	108,3	103,9	96,5
Synthétique	48,2	51,5	53,1	54,7	68,1
Pentanes plus	27,5	27,2	27,3	25,9	24,5
Total – pétrole léger	216,1	209,2	209,3	208,8	234,9
Lourd classique	86,5	83,0	89,0	90,9	87,8
Bitume	45,7	42,1	44,4	47,8	47,6
Total – pétrole lourd	132,2	125,1	133,4	138,7	135,4
Total – pétrole brut et équivalents	348,3	334,4	342,7	347,5	370,4
Liquides de gaz naturel	94,3	101,2	99,8	94,2	94,7

La poursuite des activités de mise en valeur des sables pétrolifères au Canada s'est traduite par des hausses de production, celle du brut synthétique augmentant de 21,5 % et celle du bitume in situ de 1,3 % par rapport à l'an dernier.

Bien que les réserves établies restantes diminuent chaque année par suite des activités de production, les nouvelles découvertes, l'extension des gisements existants et la révision des réserves estimatives contenues dans les gisements existants apportent habituellement des additions aux réserves. De 1997 à 2001, sur une base cumulative, les additions aux réserves établies de brut lourd et léger classique ont remplacé la production dans une proportion de 97 % (tableau 4). Le déclin des réserves du BSOC est presque contrebalancé par les additions aux réserves attribuables à la zone extracôtière de l'Est du pays.

À la fin de 2001 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles), l'ONÉ estimait les réserves restantes de pétrole brut classique et de bitume brut à 28,3 milliards de mètres cubes, soit le même chiffre qu'à l'année précédente (tableau 5). Les additions aux réserves ont donc entièrement contrebalancé la production en 2001. Fait à noter, les réserves restantes de bitume brut, qui s'élèvent à 27,8 milliards de mètres cubes, suffiraient à soutenir l'extraction in situ du bitume et l'exploitation des sables pétrolifères aux niveaux actuels pour quelque 700 ans.

Le volume estimatif des réserves restantes de pétrole brut classique au Canada a diminué de 2,9 % pour s'établir à 680 millions de mètres cubes en 2001, la production ayant été supérieure aux additions. Le volume initial des réserves de bitume brut n'a pas changé en 2001, de sorte que les réserves restantes ont diminué d'un volume correspondant à celui du bitume produit.

Activité en amont

Autant 2001 fut une année record, autant les indicateurs d'activité en amont ont fléchi en 2002, du fait que les prix des produits de base étaient généralement plus bas au début de l'année. Quelque 14 600 puits ont été forés en 2002, chiffre moindre que celui de 17 200 enregistré l'année précédente. L'accent a été mis de nouveau sur le forage de puits de gaz naturel, le nombre de complétions de puits de gaz ayant représenté 63 % de toutes les complétions. Le nombre de complétions de puits de pétrole a diminué de 20 % en 2002 par rapport à 2001, malgré les forages plus nombreux par suite de la montée des prix tout au long de l'année.

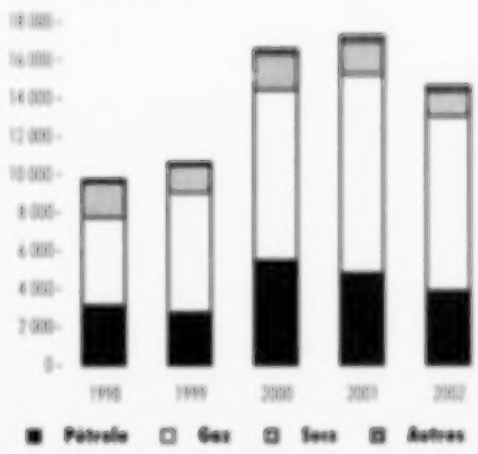
TABLEAU 4
Réserves, additions et productions de brut classique
1997 à 2001

	1997	1998	1999	2000	2001	Total
Additions	96	68	129	78	35	396
Production	81	87	78	79	84	409
Réserves restantes						
initiales	666	680	702	704	680	

TABLEAU 5
Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2001

Pétrole brut classique	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	123,0	25,5
Alberta	2 583,0	279,4
Saskatchewan	754,0	102,0
Manitoba	37,4	3,8
Ontario	14,4	1,9
T.N.-O. et Yukon		
Archipel de l'Arctique et région extra-côtière de l'Est de l'Arctique	0,5	0,0
Partie continentale des Territoires - Norman Wells	43,0	10,4
Nouvelle-Écosse - Extracôtier et Primaire	7,0	0,0
Terre-Neuve - Hibernia et Terra Nova	205,1	178,3
Total	3 767,4	601,3
Bitume brut		
Sables pétrolifères - brut volumique	5 590,0	5 195,0
Sables pétrolifères - bitume	22 740,0	22 575,0
Total	28 330,0	27 777,3
Total - pétrole classique et bitumes	32 097,4	28 378,3

FIGURE 3
Nombre de puits forés



La concurrence pour les terres s'est atténuée en 2002. Dans les quatre provinces de l'Ouest, les recettes encaissées au titre des primes à la vente de terres ont diminué de 0,9 milliard de dollars, c'est-à-dire 41 %. Le prix moyen à l'hectare, soit 209 $, a lui aussi été moindre que celui de l'année précédente, c'est-à-dire 307 $. Il y a eu peu d'intérêt pour l'acquisition de terres dans les régions pionnières : seuls deux permis visant 20 000 hectares ont été délivrés dans la région du delta du Mackenzie.

L'activité liée aux relevés sismiques a été moins intense en 2002. Le nombre d'équipes au travail a diminué de 30 % par rapport à l'année précédente et ce niveau d'activité est bien inférieur à la moyenne des cinq dernières années. Dans l'Ouest canadien, les travaux sismiques ont surtout été concentrés dans le Sud-Est, les piémonts et le Nord-Ouest de l'Alberta ainsi que le Nord-Est de la Colombie-Britannique.

En 2002, un montant de 17 milliards de dollars a été dépensé pour l'exploration et la mise en valeur des zones de sources classiques et des régions pionnières canadiennes (exception faite des sables pétrolifères), ce qui représente 20 % de moins que l'année précédente. Les dépenses d'exploration ont de nouveau constitué environ le tiers du total des dépenses d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières au Canada.

FIGURE 4
Prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd

Exportations et importations de pétrole brut

Le total des exportations de pétrole brut, y compris les pentanes plus et le bitume valorisé (brut synthétique), est estimé à 227 800 mètres cubes par jour, une augmentation de 7 000 mètres cubes par jour comparativement à 2001. En 2002, le pétrole brut léger et les équivalents ont constitué 38 % des quantités exportées et le brut lourd mélangé, 62 %.

La valeur estimative des exportations de pétrole brut en 2002 s'élève à 17,6 milliards de dollars, comparativement à 13,7 milliards de dollars en 2001. Les recettes ont grimpé en raison de l'accroissement des volumes d'exportation et de la hausse des prix du pétrole brut au cours de la deuxième moitié de l'année. En 2002, la moyenne estimative des prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd a atteint 37 $ et 32 $ le baril respectivement, comparativement à 39 $ et 26 $ le baril en 2001.

L'écart entre le prix du brut léger et celui du brut lourd a diminué en 2002 pour s'établir à 9 $ le baril en

1 L'écart entre le prix du brut léger Edmonton Par et celui du brut lourd à Hardisty.

moyenne; il avait été de près de 12 $ le baril en 2001. Comme les prix étaient bas à la fin de 2001, les producteurs de pétrole brut lourd ont réduit leur capacité d'exploitation d'environ 2 000 mètres cubes par jour jusqu'en mars 2002, ce qui a permis de majorer le prix du brut lourd par rapport à celui du brut léger.

Le plus important marché du pétrole brut de l'Ouest canadien est celui du Midwest des États-Unis, suivis du Montana et du Sud du Colorado, du Wyoming et de l'Utah. En ce qui concerne la production de la zone extracôtière de l'Est du pays, le principal marché d'exportation a toujours été celui de la côte Est des États-Unis. La mise en production du champ Terra Nova, en 2002, a permis cependant d'accéder à un nouveau marché, celui de la côte du golfe du Mexique, et d'y écouler des volumes supplémentaires de pétrole brut extracôtier de l'Est du Canada.

En 2002, les importations de pétrole brut se sont élevées à 149 800 mètres cubes par jour et ont représenté 46 % des besoins en charge d'alimentation des raffineries canadiennes. Dans la région de l'Atlantique et au Québec, au pétrole importé s'est ajouté un volume croissant de brut produit dans les zones extracôtières de l'Est. Les raffineries de l'Ontario ont satisfait à 29 % de leurs besoins en charge d'alimentation à partir de sources étrangères, chiffre en baisse par rapport au pourcentage de 44 % en 2001. À certains moments en 2002, le prix du brut de référence Brent (mer du Nord) était plus élevé que l'indice WTI, de sorte qu'il n'était pas rentable d'importer du brut Brent.

Bien que l'Office ne réglemente pas les importations, son mandat lui confère un rôle de surveillance. Le pétrole brut est importé au Canada depuis différentes sources, les principales étant la mer du Nord (la Norvège et le R.-U.), qui assure 52 % des importations, le Moyen-Orient, 16 % et l'Amérique latine, 10 %.

Raffinage du pétrole

En 2002, la capacité de raffinage au Canada était de 322 000 mètres cubes par jour, soit le même volume qu'en 2001. La demande de produits pétroliers au Canada s'est établie en moyenne à 256 000 mètres cubes par jour en 2002, soit 7 % de moins qu'en 2001. La production des raffineries n'a augmenté que marginalement pour atteindre 319 000 mètres cubes par jour. Les arrivages de pétrole brut canadien aux raffineries ont revêtu une moyenne de 147 200 mètres cubes par jour, ce qui représente une hausse de 8 % par rapport à 2001. Les stocks commerciaux de produits pétroliers au Canada étaient marginalement supérieurs à ceux de l'année précédente.

Exportations et importations des principaux produits pétroliers

Dans le passé, le Canada a été un exportateur net des principaux produits pétroliers comme l'essence automobile et les distillats moyens. Le volume des principaux produits pétroliers et du pétrole partiellement traité qui ont été exportés en 2002 est estimé à 53 530 mètres cubes par jour, c'est-à-dire une augmentation de moins de 1 % comparativement à 2001. Cette hausse marginale a reflété les températures plus clémentes, de même que le manque de vigueur de l'activité industrielle, dans le Nord-Est des États-Unis, facteurs qui ont provoqué une réduction de la demande de distillats dans ce marché.

FIGURE 5
Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents

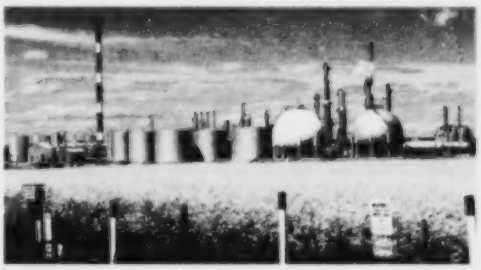
Les recettes tirées des exportations de principaux produits pétroliers, y compris le pétrole partiellement traité, en 2002 sont estimées à 4,4 milliards de dollars, contre 4,5 milliards de dollars en 2001. Cette diminution est attribuable au niveau plus bas des prix de l'essence, à la saison hivernale moins rigoureuse que d'habitude ainsi qu'à l'économie américaine, qui a continué de languir. Le recul des volumes de distillats moyens a été causé, en partie du moins, par les effets persistants des événements du 11 septembre, notamment la baisse continue de la demande de kérosène pour carburéacteur. Les recettes susmentionnées ne comprennent pas celles des exportations effectuées en vertu des ententes de traitement du pétrole brut, auxquelles aucun prix n'est attribué.

Les États-Unis sont demeurés le plus important acheteur de produits pétroliers canadiens en absorbant environ 95 % de la totalité des exportations. Des volumes ont aussi été exportés en Europe et de petites quantités l'ont été au Mexique. La côte Est des États-Unis a de nouveau constitué le plus grand marché, suivie du Midwest et de la côte Ouest américaine.

Depuis le 1er juillet 2002, le *Règlement sur le soufre dans l'essence* (1999) du gouvernement fédéral limite la teneur en soufre de l'essence à une moyenne de 150 parties par million (ppm). À compter du 1er janvier 2005, la limite moyenne autorisée sera de 30 ppm pour toute essence vendue au Canada. Ce règlement coïncide avec l'adoption par étapes, entre 2004 et 2009, du dispositif antipollution (niveau 2) des véhicules neufs, dont l'efficacité repose sur l'utilisation

d'essence à faible teneur en soufre. Le Canada a suivi l'exemple des États-Unis pour ce qui concerne la réglementation de la quantité de soufre dans l'essence, mais les États-Unis ont opté pour une démarche plus complexe et ne prévoient pas que la limite de 30 ppm de soufre dans l'essence soit atteinte à tout le moins avant 2006.

Les importations de principaux produits pétroliers en 2002 sont estimées à 17 000 mètres cubes par jour, soit une diminution de 20 % par rapport à 2001. Ce recul reflète la réduction des importations de mazout lourd, de carburant diesel et d'essence automobile.



Capacité des oléoducs

En 2002, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) a fonctionné à environ 77 % de sa capacité totale, comparativement à 76 % en 2001, ce qui correspond à un débit réel moyen de 209 000 mètres cubes par jour. Une rupture est survenue en juillet sur le pipeline de pétrole brut lourd d'Enbridge (la canalisation n° 4) près de Duluth, au Minnesota. Elle a entraîné une répartition de 11 % de la capacité réduite pour la période restante en juillet et de 8 % pour le mois d'août. Les organismes de réglementation des États-Unis ont imposé des restrictions de pression pour une durée d'un an, ce qui a entraîné une diminution des exportations de pétrole brut via la canalisation n° 4. En ce qui concerne la canalisation n° 9 (pipeline de pétrole brut Montréal-Sarnia), le taux d'utilisation en 2002 s'est élevé à environ 80 %. Il s'agit d'une baisse de 7 % comparativement à 2001, en raison d'importations moindres de pétrole de la mer du Nord par l'Ontario.

En 2002, le réseau de Trans Mountain Pipeline Company Ltd. (TMPL) a fonctionné à 82 % de sa capacité de transport de pétrole brut léger, contre 85 % en 2001. Le taux d'utilisation de ce réseau est établi en fonction de la capacité de brut léger et il diminue progressivement par suite de l'augmentation des volumes de brut lourd transportés. Express Pipeline Ltd. a accru son débit en 2002 à la suite de la croissance de la demande dans ses marchés, pour fonctionner à 97 % de sa capacité comparativement à 90 % en 2001.

Liquides de gaz naturel (exception faite des pentanes plus)

Les liquides de gaz naturel (LGN) comprennent l'éthane, le propane et les butanes extraits du gaz naturel, ainsi que le propane et les butanes résultant du raffinage du pétrole brut. L'Office estime qu'en 2002, environ 80 % de l'approvisionnement en propane et 58 % de l'approvisionnement en butanes ont été produits à même le gaz naturel et le reste a été obtenu par raffinage, soit à peu près les mêmes proportions qu'à l'année précédente. La production de LGN provenant des usines de traitement de gaz et des raffineries s'est établie à 94 700 mètres cubes par jour en 2002, et a représenté une augmentation de moins de 1 % par rapport à 2001.

En 2002, la production d'éthane[1] a été de 41 200 mètres cubes par jour, celle de propane de 29 000 mètres cubes par jour et celle de butanes de 24 500 mètres cubes par jour. Cela représente une augmentation de 8 % au titre de la production d'éthane et une diminution de 4 % et de 5 %, à celui du propane et des butanes, respectivement, par rapport à 2001.

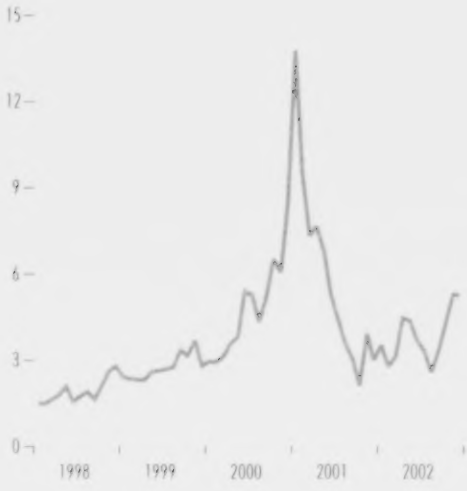
Le niveau élevé des prix du gaz naturel par rapport à ceux du propane et des butanes presque tout au long de 2002 pourrait avoir eu une incidence négative sur la production des usines de traitement du gaz. En conséquence, la baisse de production de propane et de butanes pourrait

1 Comprend les volumes de fluides miscibles injectés pour la récupération assistée du pétrole.

refléter les décisions prises par les producteurs de contourner les installations d'extraction et de laisser les liquides dans le flux de gaz lorsque les marges de traitement étaient insuffisantes par suite de coûts trop élevés. Les usines de chevauchement et les usines à gaz disposant d'une capacité d'extraction ont continué d'extraire de l'éthane à la lumière des besoins supplémentaires en production d'éthylène à l'installation de Joffre, en Alberta, depuis la fin de 2000.

Le volume estimatif des exportations de LGN en 2002 s'élève à 31 100 mètres cubes par jour, soit 8 % de plus qu'en 2001. Les exportations d'éthane ont été négligeables en 2001 et 2002 en raison des besoins en éthane supplémentaire aux installations pétrochimiques de Joffre. Les exportations de propane se sont élevées à 24 600 mètres cubes par jour et celles des butanes à 6 500 mètres cubes par jour, ce qui représente une hausse de 8 % par rapport à 2001 dans les deux cas. Le Midwest des États-Unis est demeuré le plus grand acheteur de propane et de butanes du Canada, puisqu'il a reçu 67 % de tous les volumes d'exportation. Des quantités plus faibles ont été livrées sur la côte Est et la côte Ouest des États-Unis. Bien que les volumes exportés aient été supérieurs en 2002, la valeur estimative des exportations de LGN, soit 2,0 milliards de dollars, a baissé de 18 % par rapport à 2001 par suite de la chute des prix survenue en 2002.

FIGURE 6
Prix du gaz naturel AECO « C » en Alberta



GAZ NATUREL

Marchés du gaz naturel

Contrairement aux prix record de l'année 2001, les prix du gaz au comptant en Alberta sont demeurés sous la barre des 4 $ le gigajoule durant la majeure partie de 2002 (figure 6). Ils ont toutefois augmenté d'environ 25 % au début de la saison de chauffage 2002-2003 pour passer à un peu plus de 5 $ le gigajoule. Cette hausse reflète les augmentations de demande, normales pour la saison, les prévisions voulant que la production gazière continue de diminuer modérément en Amérique du Nord, et les augmentations des prix du pétrole brut par suite des événements de portée mondiale.

Le nombre de forages de puits de gaz au Canada en 2002 a presque atteint les niveaux élevés des meilleures années antérieures, mais il a chuté par rapport au record établi l'an dernier. Cette baisse s'explique en partie par la moyenne plus faible des prix du gaz naturel en 2002 et par le niveau des stocks en Amérique du Nord, parmi les plus élevés de tous les temps, au lendemain de l'hiver 2001-2002.

Demande

La demande de gaz naturel au Canada s'est accrue de 2,4 milliards de mètres cubes en 2002 pour atteindre 69,2 milliards de mètres cubes, c'est-à-dire une hausse de 3,6 % par rapport à 2001. La consommation de gaz a augmenté au pays bien que le temps ait été très doux pendant la plus grande partie de la saison de chauffage 2001-2002. La vigueur de l'économie canadienne, dont le taux de croissance annuelle s'est établi à 3,4 %, jumelé aux baisses des prix du gaz, a stimulé ces hausses de la demande.

La consommation de gaz dans le marché des Maritimes a connu une augmentation brusque en 2002 pour atteindre environ 1,2 milliard de mètres cubes. Ce bond est attribuable à la construction d'installations de distribution et aux prix plus favorables du gaz par rapport aux autres combustibles.

Production

La production de gaz a fléchi d'environ 1 % en moyenne en 2002, pour s'établir à 482 millions de mètres cubes par jour, comparativement à 487 millions de mètres cubes par jour en 2001. Ce recul est principalement attribuable à la baisse du nombre de forages dans le BSOC au cours de l'année ainsi qu'à la diminution de la production dans plusieurs champs, y compris celui de Ladyfern situé dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique.

La production de gaz commercialisable au Canada a atteint 176 milliards de mètres cubes en 2002. La répartition de la production entre les provinces a légèrement varié, surtout en raison des baisses qu'a connues l'Alberta. En 2002, cette province a produit 77 % du total canadien, la Colombie-Britannique 15 %, la Saskatchewan 3 %, la Nouvelle-Écosse 3 %, les T.N.-O. et le Yukon 1 % et l'Ontario moins de 0,5 %.

Réserves

L'ONÉ estime qu'à la fin de 2001, les réserves restantes de gaz commercialisable s'élevaient à 1 615 milliards de mètres cubes (tableau 6). En 2001, l'intense activité d'exploration a contribué au remplacement par des réserves d'environ 98 % du gaz produit. Au cours des cinq dernières années, le cumul des additions de réserves de gaz commercialisable a permis de remplacer 86 % de la production gazière totale (tableau 7). Malgré les forages moins nombreux en 2002, on a annoncé la découverte de grands gisements en Colombie-Britannique et dans le Sud-Ouest de la Saskatchewan (Shackleton).

TABLEAU 6
Reserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2001

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	663,1	252,1
Alberta	4 178,2	1 182,7
Saskatchewan	215,0	77,6
Ontario	44,6	11,6
T.N.-O. et Yukon	26,8	14,0
Nouvelle-Écosse - extracôtières	85,0	76,5
Total	5 212,7	1 614,5

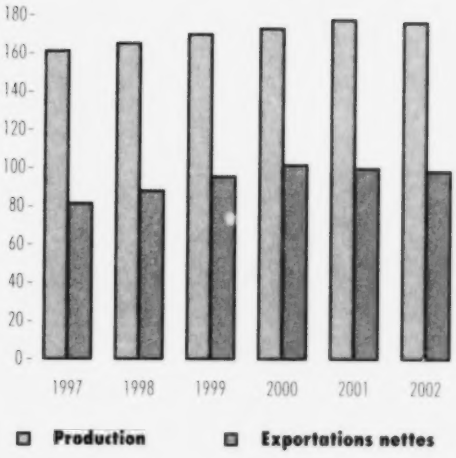
Exportations et importations de gaz naturel

En 2002, le chiffre net des volumes exportés s'est élevé à 98,2 milliards de mètres cubes, soit 1,6 % de moins qu'en 2001, mais 3 % de plus que la moyenne quinquennale. Les exportations brutes ont atteint un total de 105,3 milliards de mètres cubes en 2002, c'est-à-dire 1 % de moins que l'année précédente, en raison de l'affaiblissement de l'économie des États-Unis et d'une remontée de la quantité d'hydroélectricité disponible dans les marchés de l'Ouest des États-Unis. Les importations de gaz naturel ont affiché une hausse pour atteindre 7,1 milliards de mètres

TABLEAU 7
Reserves, additions et production de gaz naturel

	1997	1998	1999	2000	2001	Total
Additions	[illegible]	119	152	153	172	726
Production	161	165	170	173	177	846
Reserves restantes totales	1 698	1 651	1 629	1 622		

FIGURE 7
Production et exportations nettes canadiennes de gaz naturel

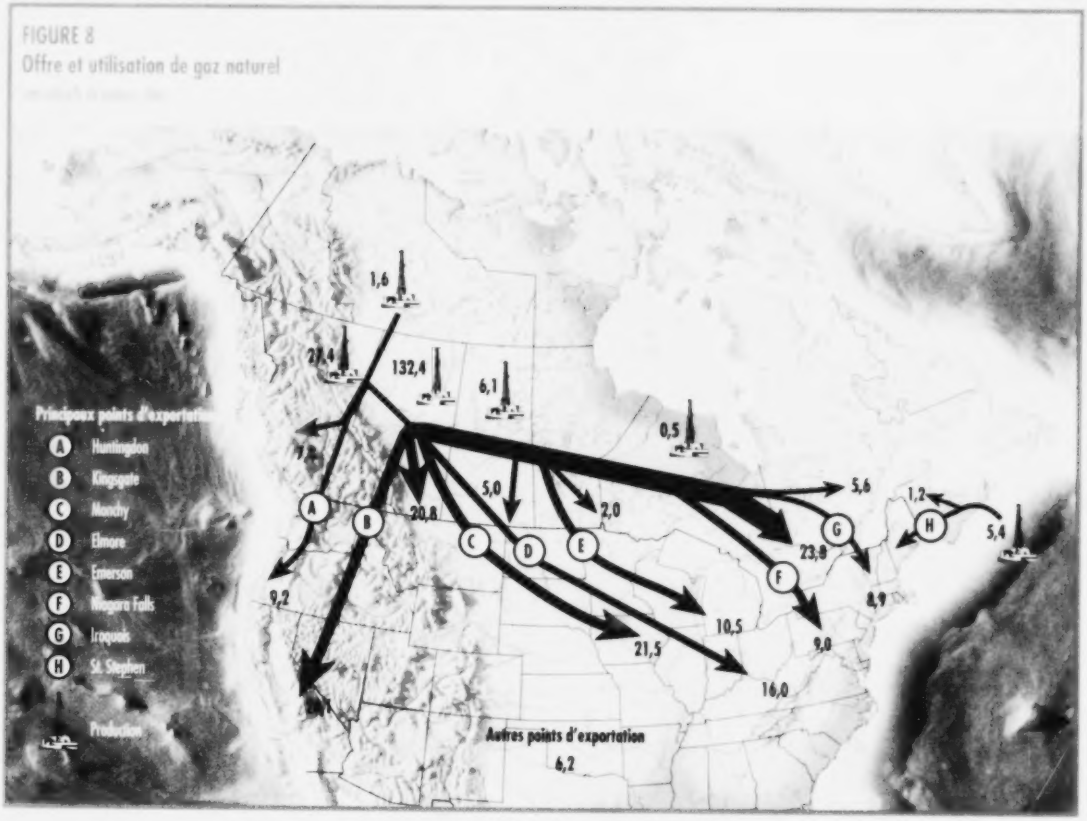


cubes, comparativement à 6,5 milliards de mètres cubes en 2001, ce qui correspond à l'augmentation de la demande globale sur le marché intérieur en 2002.

Les exportations nettes, par rapport à la production canadienne totale, ont fléchi pour atteindre 56 % en 2002, contre 59 % en 2001 (figure 7). Les exportations se sont réparties comme suit en 2002 : 43 % dans le Midwest et les régions voisines des Rocheuses, 30 % dans le Nord-Est et 27 % en Californie et dans la région du Nord-Ouest. Environ 83 % de ces volumes d'exportation ont été livrés en vertu d'ordonnances à court terme et le reste, de licences à long terme (figure 8).

Les recettes tirées des exportations de gaz naturel canadien ont fortement diminué, passant de 26 milliards de dollars en 2001 à 17 milliards de dollars en 2002, une chute d'environ 32 % qui a reflété les volumes d'exportation moindres et le niveau plus bas des prix du gaz naturel. Le prix à l'exportation du gaz naturel s'est situé en moyenne à 4,37 $ le gigajoule en 2002, contre 6,04 $ le gigajoule en 2001, c'est-à-dire une baisse de 28 %.

FIGURE 8
Offre et utilisation de gaz naturel



Électricité

Le mandat de l'Office, en ce qui concerne l'électricité, touche principalement à la construction et à l'exploitation de lignes internationales de transport ainsi qu'à l'exportation d'électricité. Les changements importants qui continuent d'être apportés à la structure de l'industrie nord-américaine de l'électricité présentent un certain nombre de défis. L'Office doit se tenir au fait de ces changements et de leurs répercussions éventuelles, tout en continuant de s'acquitter des obligations que lui impose la loi en matière de réglementation et de consultation.

Faits nouveaux relatifs aux marchés et à la restructuration

D'importantes initiatives ont été prises depuis le début des années 1990 pour restructurer les marchés de l'électricité en Amérique du Nord. Dans les marchés traditionnels, une seule entreprise de service public se charge de la production, du transport et de la distribution de l'électricité dans une même zone de desserte, l'accès à d'autres marchés étant restreint. Les prix à la consommation sont fondés sur les coûts structurels approuvés par les organismes de réglementation.

La restructuration vise à séparer ces trois fonctions et à permettre la concurrence dans le domaine de la production. Un autre aspect de la restructuration, la réciprocité d'accès aux réseaux de transport, c'est-à-dire l'accès au marché de gros, permet aux sociétés de distribution et, dans certains cas, à d'autres grands acheteurs, de se procurer de l'électricité auprès de la source de production la plus concurrentielle. L'accès au marché de détail donne l'occasion aux négociants capables d'avoir accès aux réseaux de distribution de vendre de l'électricité directement aux consommateurs, pour ainsi concurrencer les sociétés de distribution et permettre aux consommateurs de choisir parmi plusieurs fournisseurs. Le plein accès au marché de détail survient lorsque tous les consommateurs ont ce choix. Dans un tel environnement, les prix sont négociés entre les acheteurs et les vendeurs.

Comme la réglementation du secteur de l'électricité au Canada est encore du ressort des provinces, du moins en grande partie, le degré de restructuration varie selon les circonstances et les choix des provinces. À la fin de 2001, la plupart des provinces avaient instauré la réciprocité d'accès aux réseaux de transport et une formule de concurrence quelconque pour la production (producteurs indépendants d'électricité). Dans une certaine mesure, cette réciprocité était motivée par le besoin de permettre aux entreprises américaines d'accéder aux réseaux de transport pour qu'il soit possible en retour d'accéder aux marchés de brut des États-Unis (voir ci-dessous). L'Alberta a complètement ouvert le marché de détail le 1er janvier 2001 et demeure la seule province dont le marché est complètement restructuré.

Les principaux faits survenus dans le domaine de la restructuration au Canada en 2002 sont les suivants :

Le 1er mai 2002, l'Ontario a autorisé la concurrence sur ses marchés de gros et de détail. Les prix de gros sont établis en fonction d'offres d'achat et de vente concurrentielles dans le marché administré par la SIGME[1] et les prix payés par les consommateurs reflètent ces prix. Un des aspects importants de la restructuration en Ontario est la convention sur l'atténuation de la domination du marché (*Market Power Mitigation Agreement*) qui, entre autres dispositions, précise les modalités

1 Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (de l'Ontario)

en vertu desquelles les actifs de production de l'entreprise auparavant connue sous le nom d'Ontario Hydro seront dessaisis. Le 11 novembre 2002, le gouvernement provincial annonçait que le prix de détail serait plafonné à 4,3 cents le kilowattheure pour le secteur résidentiel et d'autres petits consommateurs désignés et ce, avec effet rétroactif au 1er mai 2002 et jusqu'à mai 2006. Le gouvernement a également lancé une enquête sur le fonctionnement de certains aspects du marché ontarien.

À la suite de l'annonce de sa stratégie énergétique en décembre 2001, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a mis sur pied en mai 2002 un comité de régie du marché de l'électricité (*Electricity Market Governance Committee*). La concurrence sera introduite par étapes en commençant par des ventes d'électricité aux six réseaux de distribution municipaux de la province. La construction des installations de production deviendra également concurrentielle et l'accès au réseau de transport et aux marchés sera autorisé.

Au Nouveau-Brunswick, des initiatives particulières concernant la restructuration du marché de l'électricité ont été annoncées après la publication d'un livre blanc, la *Politique énergétique du Nouveau-Brunswick*, en janvier 2001. Le 21 juin, Énergie NB déposait une demande auprès de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick en vue de l'établissement d'un tarif d'accès au réseau de transport qui permettrait l'ouverture d'un marché concurrentiel en avril 2003. Ainsi, 40 grands clients du secteur industriel et trois clients de transport en gros seraient en mesure de choisir leurs fournisseurs respectifs. Le tarif comprend en outre une entente d'interconnexion standard qui favoriserait la cohérence et l'efficience des installations de production participant au marché concurrentiel. Le gouvernement a annoncé qu'il adoptait un certain nombre des recommandations formulées par son comité de conception du marché : la mise sur pied d'une entreprise de gestion indépendante chargée de la surveillance du réseau de transport du Nouveau-Brunswick et de l'accès au réseau; l'établissement d'un marché bilatéral; et la restructuration d'Énergie NB en une société de portefeuille dont les filiales exploitées seraient obligées de fonctionner à la manière d'entreprises commerciales.

En novembre, le gouvernement de la Colombie-Britannique annonçait qu'il avait pris certaines initiatives pour l'industrie de l'électricité dans le cadre d'une nouvelle politique énergétique intitulée *Energy for Our Future: A Plan for BC*. Cette politique favorise la mise en place de nouvelles installations de production par le secteur privé. De plus, la création de la BC Hydro Transmission Corporation, entité distincte de BC Hydro, améliorerait l'accès au réseau de la C.-B. et permettrait la participation des producteurs indépendants aux marchés de gros des États-Unis. D'après cette politique, on s'attend à ce que les consommateurs de la Colombie-Britannique continuent de profiter des faibles coûts des installations de production en place, en vertu du soi-disant « pacte patrimonial ». Une enquête sur les tarifs de BC Hydro doit avoir lieu avant la fin de l'exercice 2003-2004 et le plan devrait être entièrement mis en oeuvre d'ici la fin de 2004.

La principale initiative de restructuration des marchés de l'électricité en cours aux États-Unis est la mise sur pied d'organisations de transport régionales (OTR) suivant l'ordonnance 888 de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Selon l'esprit de cette ordonnance, les OTR visent à faciliter l'accès non discriminatoire aux réseaux de transport et, par conséquent, à promouvoir la concurrence sur les marchés de gros. Un des principaux aspects de l'ordonnance 888 est qu'elle exige la réciprocité d'accès et se répercute par le fait même sur les exportateurs canadiens en obligeant les entreprises de transport canadiennes à permettre aux négociants des États-Unis d'accéder à leurs installations de transport. Les exportateurs canadiens qui utilisent ces installations sont alors admissibles à une licence de la FERC qui les autorise à commercialiser de l'électricité sur les marchés de gros des États-Unis.

L'ordonnance 2000 de la FERC (délivrée en décembre 1999) a défini les fonctions et caractéristiques d'une OTR. Compte tenu du caractère international des réseaux de transport, les entreprises

canadiennes ont été invitées à faire partie d'une OTR. En juillet 2001, par une série d'ordonnances, la FERC a proposé qu'il y ait quatre OTR aux États-Unis, soit dans le Nord-Est, le Sud-Est, le Midwest et l'Ouest. Le Electric Reliability Council of Texas, qui représente la majeure partie de l'État du Texas, serait une cinquième OTR. Après une période de consultation et la prise en compte des questions soulevées par l'industrie et les organismes de réglementation d'État, la FERC a publié un avis sur la conception normalisée des marchés intitulé *Notice of Proposed Rulemaking on Standard Market Design* (SMD) en juillet 2002. Les principaux éléments de la conception normalisée des marchés sont le tarif normalisé, une méthode de gestion de la congestion des réseaux de transport, la surveillance du marché et un mécanisme permanent d'interventions par les organismes de réglementation d'État (Regional State Advisory Councils). Bien que l'on s'attende à ce qu'une règle définitive à ce sujet fasse progresser la création des OTR, plusieurs questions restent à régler au niveau régional. Au cours de l'automne et de l'hiver 2002-2003, la FERC a engagé l'industrie, y compris les participants canadiens éventuels, à élaborer une règle définitive en 2003.

La FERC prévoit coordonner la mise en œuvre de la conception normalisée des marchés aux États-Unis d'ici la fin de 2004. Le moment exact de la mise en œuvre et l'adaptation régionale devraient varier et le nombre d'OTR qui verront le jour demeure incertain. Les modalités que les entités canadiennes devront respecter pour participer aux OTR seront fondées sur les circonstances et besoins particuliers des entités de transport selon leur province d'attache.

Production d'électricité

TABLEAU 8
Production d'électricité[1]

	1998	1999	2000	2001	2002
Hydroélectrique	327,0	341,7	353,3	328,2	350,9
Nucléaire	67,5	69,3	68,7	72,4	69,9
Thermique	149,5	147,1	160,8	164,2	157,6
Total	544,0	558,1	582,8	564,8	578,4

Les installations hydrauliques constituent la principale source de production d'électricité au Canada et se trouvent principalement au Québec, au Manitoba, en Colombie-Britannique et à Terre-Neuve. Bien que le niveau d'eau dans les réservoirs ait été médiocre dans certaines régions du pays au cours des six premiers mois de l'année, la production d'hydroélectricité s'est améliorée durant la deuxième moitié pour se hisser à des niveaux normaux (tableau 8), de sorte qu'il a été possible de réduire l'exploitation des installations thermiques. La production au nucléaire a également diminué en partie pour les besoins de maintenance préventive. En conséquence, la production d'électricité s'est accrue d'un taux net de 2,4 % comparativement à 2001. La demande intérieure a augmenté d'environ 3 %, ce qui a entraîné une légère chute des exportations brutes.

Exportations et importations

Les bas niveaux d'eau dans les réservoirs durant la première moitié de 2002 ont également été néfastes pour les exportations canadiennes d'hydroélectricité. Même si les conditions ont commencé de s'améliorer par la suite, les exportations ont continué de fléchir par rapport à 2001 pour reculer à leur plus bas niveau depuis 1993. Les exportations d'électricité, en service garanti ou interruptible, ont totalisé 36 térawattheures en 2002.

En revanche, le nombre de sociétés ayant exporté de l'électricité du Canada est passé à 30, un chiffre record qui reflète l'augmentation du nombre de demandes d'autorisation d'exporter déposées auprès de l'Office en 2002, ainsi que le nombre accru de négociants (entreprises qui ne

sont ni propriétaires d'actifs de production ni apparentées à de tels actifs) à l'œuvre dans le marché d'exportation. La réciprocité d'accès dans les marchés de l'Alberta et de l'Ontario a également facilité la participation des négociants.

En dépit du plus grand nombre d'acteurs sur le marché d'exportation, les cinq plus grands exportateurs ont continué de dominer comme ils l'ont toujours fait. Hydro-Québec, Manitoba Hydro, Powerex, Ontario Power Generation Inc./Ontario Hydro Interconnected Markets et Énergie NB ont été à l'origine de 91 % du total des exportations.

Les prix à l'exportation et à l'importation ont cessé de grimper en 2002 et sont même revenus aux niveaux semblables à ceux de 1999, avant que ne survienne la crise de l'électricité en Californie. Les recettes d'exportation ont fléchi elles aussi pour s'établir à 1,8 milliard de dollars. En 2002, les recettes d'exportation se sont situées en moyenne à 46 $ le mégawattheure et le coût des importations à 36 $ le mégawattheure.

Les importations ont légèrement diminué par rapport à 2001 et ont atteint 13 térawattheures, un niveau qui demeure excellent. L'Ontario a recouru à de l'électricité importée du Nord-Est des États-Unis pour répondre à sa demande de pointe durant les mois d'été. À l'autre bout du continent, dans la région du Nord-Ouest, les conditions hydriques très favorables ont permis de produire de l'électricité peu coûteuse que la Colombie-Britannique a importée à certains moments plutôt que de produire la sienne propre.

En 2002, le total net des exportations d'électricité canadienne s'est élevé à 23 térawattheures, ce qui représente une légère hausse par rapport à l'année précédente, étant donné que la baisse des importations a été supérieure à la baisse des exportations. Les transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité en 2002 sont présentés à la figure 9.

FIGURE 9
Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité[a]

sécurité et environnement

La promotion de la sécurité et de la protection de l'environnement constitue une facette importante de la raison d'être de l'Office. Cela se reflète dans deux des quatre buts de l'Office. Bien que ces deux buts aient des intentions distinctes, ils sont liés du point de vue opérationnel et représentent les pierres angulaires du programme de l'Office en matière de réglementation des questions d'ordre matériel. À ce titre, les initiatives de l'Office visent l'accroissement de la sécurité et la protection de l'environnement.

But 1 :
Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

But 2 :
Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.

Une conception, une construction, une exploitation et des pratiques d'entretien convenables permettent de gérer les risques inhérents aux installations que l'Office réglemente. L'ONÉ joue un rôle important au titre de la sécurité et de la protection de l'environnement en assurant qu'un cadre de réglementation incitant les sociétés à maintenir ou à améliorer leur rendement, conformément aux attentes du public, est en place.

L'Office veille à ce que les sociétés pipelinières circonscrivent et gèrent de façon appropriée tous les risques associés à la construction et à l'exploitation des installations réglementées :

- en évaluant les demandes visant de nouvelles installations du point de vue de la sécurité et de l'environnement;
- en veillant à ce que les mesures d'atténuation, les conditions et les plans de protection de l'environnement qui conviennent soient en place avant d'approuver le projet;
- en surveillant la construction et l'exploitation dans le cadre d'inspections et de vérifications afin d'assurer que les exigences réglementaires, de même que les autres normes précisées au cours du processus de demande, ont été respectées et continueront de l'être;
- en faisant enquête sur les défaillances ou les incidents afin d'éviter l'occurrence d'incidents semblables;
- en élaborant des règlements et des lignes directrices en vue de la sécurité et de la protection du public, des biens et de l'environnement;
- en conduisant des enquêtes sur la sécurité et l'environnement.

Afin d'offrir une direction éclairée en matière de sécurité et de protection de l'environnement, l'Office rencontre régulièrement les membres de l'industrie dans le cadre d'événements variés. Par exemple, en 2002, l'ONÉ a tenu deux ateliers auxquels ont été invités les membres de l'industrie et d'autres parties intéressées. Le premier, qui a eu lieu à Halifax en juin, visait à sensibiliser le public à l'égard des pipelines ainsi qu'à examiner les pratiques exemplaires de l'industrie pipelinière en matière de protection contre les dommages et de

sensibilisation du public. Le second, qui a aussi été offert en juin, avait maints objectifs : expliquer le programme de vérification de l'Office, passer en revue et parachever les modifications aux notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, et obtenir des commentaires à propos de la méthode de réglementation proposée des réservoirs et tuyauteries sous pression. L'Office a également présenté quatre mémoires sur la réglementation des pipelines à la conférence internationale de l'industrie pipelinière.

En 2002, l'Office a poursuivi la consolidation des données de sécurité que lui soumettent les sociétés qu'il réglemente dans le cadre de son projet d'indicateurs de rendement en matière de sécurité. Ce projet permet de recueillir des données repères en vue de comparer le rendement des sociétés qu'il réglemente à celles qui sont réglementées par d'autres organismes. L'ONÉ publiera un rapport détaillé à ce sujet au début de 2003.

Évaluations environnementales

Dès qu'on lui soumet une demande d'approbation de projet, l'Office doit déterminer s'il y a lieu d'effectuer un examen des effets environnementaux aux termes de la loi sur l'ONÉ, ou aux termes de la loi sur l'ONÉ et de la LCÉE. En l'absence de déclencheur d'application de la LCÉE, l'Office examine les aspects environnementaux du projet conformément à la loi sur l'ONÉ, qui lui confère le mandat de protéger l'intérêt public. Tout projet déclencheur de la LCÉE entraîne généralement la tenue d'un examen environnemental préalable de la part de l'Office. De plus, un certain nombre de demandes nécessitent une étude approfondie ainsi qu'un rapport d'étude approfondie (RÉA). Ce rapport doit être soumis au ministre de l'Environnement, à qui il incombe de déterminer les étapes suivantes du processus d'évaluation environnementale. Le public est invité à formuler ses commentaires une fois le RÉA soumis au ministre et avant que ce dernier ne rende sa décision.

En 2002, l'ONÉ a continué d'être la principale autorité responsable pour deux projets nécessitant un RÉA. Le premier, présenté par Énergie NB, visait la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport d'électricité à 345 kilovolts, qui s'étendrait en direction ouest sur une distance d'environ 95 km depuis la péninsule de Pointe-Lepreau jusqu'à la frontière internationale, près de Woodland (Maine). Le second, d'après une demande de Westcoast, portait sur le prolongement du réseau de transport de gaz brut Gaetz/b et la construction du latéral Weejas. L'ONÉ a aussi été l'une des autorités responsables pour un troisième projet exigeant un RÉA, soit le projet Deep Panuke d'EnCana. Les RÉA de ces trois projets ont été achevés et soumis au ministre de l'Environnement.

Surveillance de la conformité

L'ONÉ assure la surveillance des pipelines et des installations qu'il réglemente du début des travaux de construction jusqu'à la cessation de leur exploitation. Au cours de la construction, le personnel d'inspection de l'Office veille à assurer la conformité :

- aux conditions dont est assortie l'approbation du projet;
- aux exigences énoncées dans le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99), les codes pertinents et le manuel sur la sécurité en matière de construction de la société;
- aux engagements énoncés dans le plan de protection de l'environnement de la société et dans sa demande.

Outre les inspections menées durant les travaux de construction, les inspecteurs de l'ONÉ évaluent le succès des mesures de remise en état adoptées par les sociétés et veillent à ce que l'environnement et les biens soient protégés convenablement après la fin des travaux.

Une fois le pipeline ou l'installation en exploitation, les inspecteurs de l'ONÉ examinent les installations pipelinières (comme les stations de compression ou de pompage) sur une base périodique, en fonction du risque posé par le fonctionnement de l'installation. Ces inspections de sécurité ont pour but de vérifier si les exigences de l'Office et la Partie II du *Code canadien du travail* sont respectées. L'Office mène également des inspections le long des réseaux pipeliniers existants pour déterminer si les travaux d'excavation faits par des tiers se déroulent conformément aux exigences de son *Règlement sur le croisement de pipelines*. Dans les régions pionnières, l'ONÉ mène des inspections similaires à l'égard des travaux géophysiques, des programmes de forage et des opérations de production, pour vérifier la conformité au programme approuvé et aux règlements pertinents. Les questions de santé et de sécurité au travail sont également abordées lors de ces inspections.

L'ONÉ favorise une approche coopérative en matière de conformité, en collaborant avec les sociétés pipelinières pour assurer le respect des engagements à l'égard de l'environnement et des exigences en matière de sécurité. Un des éléments de cette approche est la sensibilisation à l'importance de former le personnel de construction relativement aux questions de sécurité et d'environnement pour que les équipes de construction comprennent bien ces exigences ainsi que la responsabilité de l'Office concernant la surveillance de la conformité. En général, l'ONÉ règle les cas de non-conformité en exigeant immédiatement de la société en cause qu'elle prenne volontairement des mesures correctives. Ses agents peuvent aussi réclamer de la société pipelinière une assurance de conformité volontaire (ACV) si la situation ne peut être corrigée immédiatement. De plus, ils peuvent émettre une ordonnance sur place s'ils jugent que des mesures correctives doivent être prises immédiatement parce qu'une situation est susceptible de compromettre la sécurité ou de nuire à l'environnement ou aux biens. En 2002, l'ONÉ a reçu 217 ACV et a délivré une ordonnance pour des activités non conformes.

Outre de vérifier que les sociétés se conforment aux conditions dont il assortit les autorisations d'installations, l'Office surveille l'efficacité de ces conditions en ce qui a trait à la protection de l'environnement. Pour ce qui est des projets autorisés en 2002, sur lesquels des renseignements ont été recueillis dans le cadre d'inspections ou de rapports de suivi des travaux de construction, 94 % des conditions imposées ont atteint leur objectif de protection de l'environnement. L'Office continuera de surveiller la conformité aux conditions des projets qui sont toujours en cours et pour lesquels des renseignements ne sont pas encore disponibles, ainsi que des projets pour lesquels des rapports de suivi des travaux de construction n'ont pas encore été soumis. Les renseignements que réunit l'Office lui permettent de rehausser la clarté et l'efficacité des conditions dont il assortit les autorisations d'installations.

Vérification des systèmes de gestion

En 2002, l'Office a continué de mettre en application et de développer son programme de vérification approfondie des systèmes de gestion des sociétés qu'il réglemente. Ce programme vise à évaluer la conformité au RPT-99. En 2002, l'Office a effectué 11 vérifications de systèmes de gestion, dont quatre de large portée, cinq visant à évaluer le degré de préparation en cas d'urgence ainsi que les plans d'intervention y afférents, et deux portant sur la gestion de l'intégrité des pipelines. En

réponse à ses constatations, l'Office a reçu huit plans de mesures correctives en 2002 et travaille actuellement à l'élaboration d'un programme de suivi.

Enquêtes sur les incidents

Les incidents sont des événements qui peuvent non seulement entraîner la mort ou des blessures graves, mais aussi provoquer des effets négatifs importants sur l'environnement, un incendie ou une explosion non intentionnels, ou encore le rejet non intentionnel ou non contrôlé de gaz ou d'hydrocarbures. Même les incidents mineurs peuvent révéler la condition d'un pipeline ou la nécessité d'améliorer les programmes de sécurité.

L'ONÉ, en collaboration avec le Bureau de la sécurité des transports (BST), enquête sur tous les incidents qui lui sont signalés en vue d'en cerner les causes, de déterminer s'ils révèlent une tendance quelconque et de formuler des mesures qui permettront d'éviter de tels incidents dans l'avenir. En règle générale, le personnel de l'Office enquête sur place lorsqu'un incident a entraîné la mort ou des blessures graves, ou d'importants rejets d'hydrocarbures. Les causes des incidents survenus en 2002 sont présentées à la figure 10.

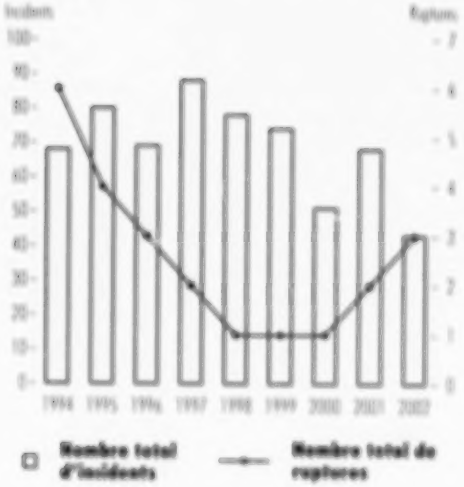
Le rendement de l'industrie en matière de sécurité a continué de s'améliorer au cours des dernières années. En 2002, les sociétés ont signalé 43 incidents au titre du RPT-99. Ce nombre marque une baisse importante comparativement aux 68 incidents signalés en 2001 et à la moyenne des sept dernières années, soit 66 (figure 11). Des 43 incidents signalés en 2002, plus de 70 % se sont produits dans des zones à accès contrôlé, comme des stations de compression et de pompage ou des usines de traitement du gaz : 25 ont eu lieu dans des stations de compression ou de pompage, six dans des usines de traitement du gaz et 12 le long d'emprises. En 2002, deux incidents ont causé des blessures à des travailleurs pipeliniers, un seul de ces incidents était directement lié à la construction. Ce nombre représente la moitié des quatre cas de blessures signalés en 2001, dont un était directement lié à la construction.

L'ONÉ vise un objectif de zéro en ce qui a trait aux ruptures sur les pipelines de son ressort. Trois ruptures sont survenues en 2002. La première s'est produite le 14 avril sur un gazoduc de 914 mm de diamètre (100 %) de TransCanada situé près de Brookdale, à l'ouest de Winnipeg, au Manitoba. Le BST prévoit publier la version définitive de son rapport d'enquête sur les causes de la rupture au cours du premier trimestre de 2003.

Le 15 mai 2002, une rupture est survenue sur le pipeline de gaz acide de 457 mm de diamètre de Westcoast, situé près de la route de l'Alaska, à environ sept kilomètres au sudest de Fort St. John, en Colombie-Britannique. L'ONÉ mène actuellement une enquête à ce sujet et prévoit publier un rapport public d'ici le deuxième trimestre de 2003.

FIGURE 10
Causes des incidents pipeliniers en 2002

FIGURE 11
Incidents pipeliniers et ruptures de 1994 à 2002



Le 7 décembre 2002, une rupture de la canalisation principale de 273 mm de TransNord s'est produite à proximité de la frontière ontarienne près de la paroisse de Saint-Clet, au Québec. L'incident, qui a entraîné le déversement de 32 mètres cubes de carburant diesel sur des terres agricoles, fait actuellement l'objet d'une enquête par le BSE.

L'ONÉ est chargé de veiller à ce que les sociétés relevant de sa compétence disposent de plans d'intervention d'urgence adéquats pour atténuer les effets négatifs que les déversements de pétrole ou les fuites de gaz naturel peuvent avoir sur la sécurité du personnel, la santé publique ou l'environnement. Il examine ces plans dans le cadre de vérifications pour assurer que les procédures nécessaires sont en place. En outre, il incite les sociétés pipelinières à tenir des exercices d'intervention d'urgence et y participe.

Lorsque survient une urgence, le rôle de l'ONÉ consiste avant tout à surveiller l'intervention de la société afin de s'assurer que toutes les mesures raisonnables sont prises pour protéger la sécurité des personnes et l'environnement. Grâce à un système de suivi de l'information, l'Office veille à ce que la société s'acquitte de ses responsabilités concernant la remise en état des sites touchés par une fuite ou un déversement. En 2002, 33 fuites et déversements ont été signalés, ce qui représente une baisse comparativement aux 86 incidents signalés l'année précédente. Outre les trois ruptures, un autre déversement important, résultant de la défaillance d'un joint d'étanchéité de bride, a entraîné le rejet de 1 000 mètres cubes de pétrole brut à la station de pompage d'Imbridge, située à Kerrobert, en Saskatchewan.

Le 1er février 2002, un accident de véhicule motorisé est survenu sur une route d'accès privée lors de travaux sismiques menés dans les Territoires du Nord-Ouest (régions pionnières). L'ONÉ, en collaboration avec la Commission des accidents du travail des Territoires du Nord-Ouest, a fait enquête au nom de Développement des ressources humaines Canada en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de la Partie II du *Code canadien du travail*. En avril 2002, l'ONÉ a émis un avis de sécurité à l'intention des exploitants pour les aviser du risque pour leurs employés et leur demander de veiller à mettre en place des procédures de sécurité adéquates afin de réduire les risques lorsque des travaux de réparation d'équipement sont effectués en bordure de route. L'ONÉ a présenté un rapport à Développement des ressources humaines Canada afin de l'aider à tenir sa propre enquête.

Dans les régions pionnières, les situations dangereuses, telles qu'elles sont définies dans le *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)* pris aux termes de la Partie II du *Code canadien du travail*, sont passées de 85 en 2001 à 45 en 2002. Cette baisse est attribuable en grande partie à la diminution du nombre de déversements et d'incidents mettant en cause des équipements s'enfonçant sous la glace. Les blessures invalidantes ont augmenté légèrement, passant de 2,57 par million d'heures travaillées en 2001 à 2,79 par million d'heures travaillées en 2002.

ÉLABORATION DE RÈGLEMENTS ET DE LIGNES DIRECTRICES

L'un des moyens clés de promouvoir la sécurité et la protection de l'environnement est d'établir des règlements et des lignes directrices connexes. L'Office continue de s'orienter vers une réglementation axée sur les buts afin d'accroître la responsabilité de l'industrie, d'augmenter la souplesse et l'efficacité, et de permettre l'adoption, en temps opportun, de meilleures techniques en matière d'exploitation et de sécurité. Les règlements axés sur les buts accordent une importance accrue aux systèmes d'évaluation et de gestion des risques.

Le *Règlement sur les usines de traitement* a été publié dans la Gazette du Canada, Partie I en 2002 et devrait entrer en vigueur au début de 2003. Axé sur les buts, il traite de la conception, de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation des usines de traitement du gaz de ressort fédéral. L'ONÉ a également marqué des progrès en ce qui concerne le *Règlement sur la prévention des dommages*; à l'état de proposition, ce règlement porte sur la protection contre les dommages causés aux pipelines enterrés. En vue de son élaboration, l'Office a interrogé plus de 1 200 personnes représentant des sociétés intéressées et d'autres intervenants. On peut consulter le rapport de cette enquête sur le site Internet de l'Office. L'ébauche conceptuelle du Règlement a été publiée en mai, et des séances d'information à ce sujet ont eu lieu durant le mois de septembre dans le centre de l'Alberta et des régions rurales du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse. Des séances et journées portes ouvertes supplémentaires auront lieu dans les autres régions du pays au début de 2003.

L'ONÉ travaille activement à l'élaboration et au maintien de règlements sur les activités d'exploration et de mise en valeur visées par la LOPC. Ces règlements sont élaborés de concert avec Ressources naturelles Canada (RNCan), l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE), l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), le ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse et le ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador afin d'assurer une approche réglementaire commune pour les activités menées dans les régions extracôtières, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut. À cette fin, l'Office a poursuivi les consultations en 2002 en vue de modifier bon nombre de règlements et de lignes directrices ressortissant à la LOPC et de les harmoniser avec les règlements pris aux termes des lois de mise en œuvre des Accords. Par suite des commentaires formulés par le Comité mixte permanent sur l'examen de la réglementation, un certain nombre de modifications au *Règlement sur le forage et l'exploitation des puits de pétrole et de gaz au Canada* et au *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada* sont entrées en vigueur en 2002. En outre, l'ONÉ a conseillé Développement des ressources humaines Canada pour la mise à jour du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)*, pris aux termes de la Partie II du *Code canadien du travail*. En 2002, l'OCNHE, l'OCTHE et l'ONÉ ont également approuvé les *Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière*. Ces lignes directrices circonscrivent des normes minimales pour le traitement et l'élimination des déchets issus de la production et du forage pétroliers dans les zones extracôtières.

En mai 2002, l'Office a diffusé des *Directives relatives à la consultation des peuples autochtones* en vue de clarifier son rôle dans les cas où il pourrait incomber à l'État de consulter les Autochtones. En avril 2002, il diffusait des directives supplémentaires aux sociétés qu'il réglemente pour préciser la nature des renseignements qui doivent être déposés avec les demandes de projet susceptibles de porter atteinte aux droits des Autochtones. Depuis la publication des directives, l'Office s'est engagé à élaborer un cadre de consultation effectif avec les Autochtones, de concert avec les autres ministères et organismes fédéraux, dans le contexte de son mandat.

En collaboration avec l'industrie, d'autres organismes gouvernementaux et des groupes d'intéressés, l'ONÉ a également participé à l'élaboration de normes établies par consensus, de pratiques exemplaires et d'approches communes à l'égard des questions liées à la sécurité et à l'environnement. À titre d'exemple, l'Office a participé à la révision de la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), concernant les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, qui devrait paraître en 2003.

Recherche et développement

L'Office agit en qualité de Conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE), qui finance des projets de recherche d'ordre environnemental et social associés aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production des hydrocarbures des régions pionnières. En 2002, le Conseil de gestion du FÉE a approuvé 15 nouvelles études et a continué de financer l'actualisation des normes de la CSA sur les structures extracôtières. Les rapports du FÉE peuvent être commandés au www.esrfunds.org.

efficience économique

But 3 : Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

Le troisième but général de l'Office est de veiller à ce que les Canadiennes et les Canadiens profitent d'une plus grande efficience économique. L'Office exerce une influence économique de trois principales façons :

- les décisions qu'il rend;
- les renseignements qu'il fournit aux Canadiennes et aux Canadiens au sujet des marchés énergétiques;
- l'efficience de ses processus de réglementation.

En outre, l'Office se doit de bien gérer ses propres dépenses.

Incidences des décisions de l'Office

Par ses décisions, l'Office s'attache à promouvoir le développement d'une infrastructure pipelinière qui assure le transport efficient du gaz naturel et du pétrole et répond aux exigences des utilisateurs. Pour réaliser cette efficience, il importe que la capacité puisse répondre aux besoins tant en amont qu'en aval, que les options de service à la disposition des expéditeurs soient suffisantes et que les investissements des sociétés pipelinières aient un rendement approprié.

Une bonne façon de savoir dans quelle mesure la capacité pipelinière est suffisante consiste à comparer les prix exigés aux principaux carrefours commerciaux. En ce qui concerne le gaz naturel, le carrefour AECO – C », en Alberta, et le carrefour Henry, en Louisiane, sont parmi les plus importants en Amérique du Nord. Comme en fait état la figure 12, les prix demandés à ces deux endroits sont intimement liés depuis la fin de 1998, ce qui indique que la capacité de transport du BSOC vers les marchés de l'Est de l'Amérique du Nord est suffisante. Un marché est en train de se développer à Dawn, en Ontario. Il permet à de nombreux acheteurs de gaz de l'Est de simplement acheter du gaz à cet endroit, sans avoir à réserver de la capacité de transport sur des réseaux à grande distance. Les prix affichés à Dawn étaient également en corrélation étroite avec ceux pratiqués aux carrefours AECO – C » et Henry (figure 12).

FIGURE 12
Prix du gaz naturel - NYMEX HH/AECO « C »/Dawn

Depuis la mise en service du réseau Alliance, l'Office n'a reçu aucune demande relative à de grands projets d'augmentation de la capacité des installations pipelinières desservant le BSOC, ce qui témoigne du plafonnement de la production dans ce bassin. En revanche, comme il semble que la production gazière continuera de croître sur la côte Est, l'Office a autorisé

l'agrandissement du réseau de M&NP en vue du transport de 14 millions de mètres cubes de gaz supplémentaire par jour.

En 1994, l'Office prenait la décision d'adopter une formule générale pour établir le rendement des capitaux propres. Cette formule devait s'appliquer à la plupart des grandes sociétés pipelinières du ressort de l'Office. Peu après, les sociétés et leurs expéditeurs négociaient un certain nombre de règlements en vertu desquels ils convenaient des droits et des tarifs d'un commun accord. Comme il s'agissait d'ententes de plusieurs années, l'ONÉ a tenu très peu d'audiences sur les questions de droits pendant plusieurs années. La formule générale est intégrée dans nombre de règlements négociés, bien que certains règlements autorisent la détermination du rendement des capitaux propres par d'autres moyens.

De récents changements dans le secteur pipelinier font en sorte qu'il est plus difficile pour les sociétés et les expéditeurs de trouver un terrain d'entente, comme l'indiquent les quatre audiences sur des questions tarifaires tenues par l'Office en 2001. En 2002, l'ONÉ a rendu une décision relativement à une demande que lui a présentée TransCanada pour qu'il examine le taux de rendement de son capital. Ce taux avait été calculé en fonction de la formule établie par l'Office lors de l'instance RH-2-94 en 1994. Jugeant que sa propre formule était toujours adéquate, l'Office a refusé la demande de TransCanada. De plus, avant jugé que le réseau principal de TransCanada représente un risque commercial accru depuis 1994, il a décidé d'augmenter le ratio présumé du capital-actions ordinaire de la société, qui est passé de 30 % à 33 % le 1er janvier 2001. TransCanada a déposé une demande de révision de cette décision auprès de l'Office.

En septembre, l'Office a rejeté une demande de la province du Nouveau-Brunswick qui avait prié l'Office de fixer des règles qui s'appliqueraient lorsqu'il s'agit d'examiner des demandes d'ordonnances pour l'exportation à court terme d'approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais, si ces approvisionnements ne permettent pas de répondre à la fois à la demande canadienne et à la demande des marchés d'exportation. L'Office a décidé qu'il ne conviendrait pas, à l'heure actuelle, d'instaurer des procédures qui perturberaient indûment le fonctionnement normal du marché. Pour parvenir à cette conclusion, l'Office a déterminé que l'audience tenue sur cette question, en juillet 2002, n'avait mis en lumière aucune preuve directe établissant que les acheteurs de gaz des Maritimes n'ont pas eu accès aux approvisionnements en gaz extracôtier néo-écossais à des conditions semblables à celles qui étaient offertes aux marchés d'exportation. De plus, aucune preuve montrant que des vendeurs de gaz avaient refusé de négocier de bonne foi n'avait été produite. L'Office a décidé, toutefois, qu'il doit intensifier ses activités de surveillance des marchés gaziers dans le Canada Atlantique. À cette fin, il a formé une équipe chargée de surveiller le fonctionnement du marché du gaz naturel dans les Maritimes, de recueillir des données sur ce marché et de produire des rapports.

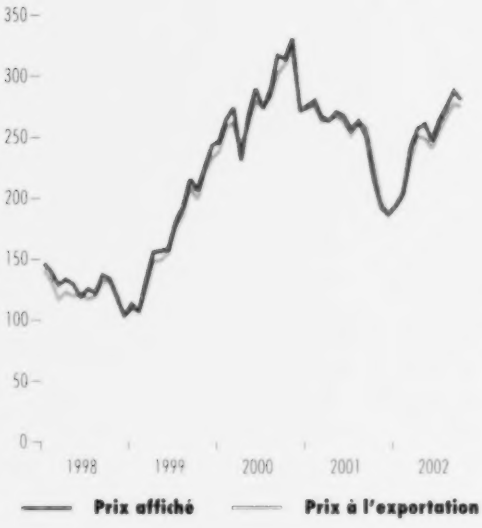
Le renforcement des liens entre les composantes du réseau électrique nord-américain suscite beaucoup d'intérêt depuis que les États-Unis ont ouvert leurs marchés de puissance électrique en gros. En 2002, l'Office a reçu quatre demandes concernant des lignes internationales de transport d'électricité.

FIGURE 13
Prix du gaz destiné aux marchés intérieur et d'exportation de l'Est - Frontière de l'Alberta

Information sur le marché de l'énergie

L'Office doit se tenir parfaitement informé de l'offre et des marchés en vue de rendre des décisions à titre de tribunal de réglementation spécialisé. Reconnaissant que les conditions du marché varient selon les régions, l'Office évalue les enjeux auxquels font face les Canadiennes et les Canadiens dans le cadre de ses analyses de marché et de ses activités de surveillance. L'information recueillie lui permet de faire rapport à la population sur le fonctionnement des marchés de l'énergie au Canada (principalement les marchés du pétrole, des liquides du gaz naturel, du gaz naturel et de l'électricité) en vue d'aider les consommateurs et les fournisseurs d'énergie à prendre des décisions fondées sur des renseignements impartiaux et exacts. L'Office surveille aussi les marchés de l'énergie pour assurer que les consommateurs d'énergie du Canada peuvent se procurer de l'énergie canadienne à des conditions semblables à celles qui sont offertes aux acheteurs des marchés d'exportation. En outre, l'Office estime que le public canadien doit être informé du fonctionnement des marchés énergétiques canadiens. Pour toutes ces raisons, l'Office surveille les marchés de l'énergie et publie régulièrement des rapports sur les tendances et faits nouveaux concernant ces marchés.

FIGURE 14
Prix à l'exportation et prix affiché à Edmonton du pétrole brut léger



L'Office surveille le prix du gaz naturel canadien sur le marché intérieur et le prix du gaz à l'exportation. On devrait normalement s'attendre à ce que dans un marché libre, la composante produit du prix du gaz, par exemple à la frontière de l'Alberta, soit essentiellement la même pour tous les acheteurs, que ce soit sur le marché intérieur ou dans un autre pays. La figure 13 confirme que l'écart entre les prix payés sur le marché intérieur et les prix à l'exportation a été très faible durant 2002.

En ce qui concerne le pétrole brut, un rapport semblable existe entre les prix du marché intérieur et ceux du marché d'exportation (figure 14). Cela prouve encore une fois que les Canadiennes et les Canadiens ont accès au pétrole brut canadien à des conditions au moins aussi favorables que celles offertes aux acheteurs étrangers. L'Office surveille aussi les marchés de l'électricité, bien que ce soit un peu plus difficile étant donné l'absence d'un marché ouvert en fonctionnement dans plusieurs régions du pays.

Dans le cadre de son mandat, l'Office surveille le marché de l'énergie et publie des rapports d'évaluation du marché de l'énergie (ÉME) dans

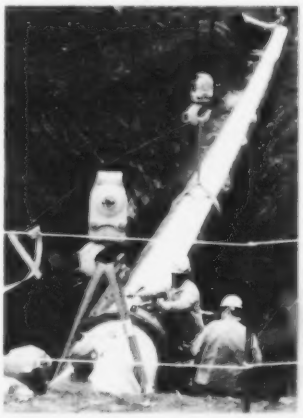
lesquels il examine les enjeux liés aux principaux produits énergétiques. L'Office a produit deux rapports d'ÉMÉ en 2002, un sur les marchés du gaz naturel et l'autre sur la capacité d'approvisionnement en gaz naturel du BSOC. Le premier, intitulé *Le marché du gaz naturel au Canada - Dynamique et prix : Mise à jour*, a été publié en octobre. On y examinait les événements qui ont donné lieu à la volatilité des prix sans précédent au cours de l'hiver 2000-2001. Le second, intitulé *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien* (BSOC), *2002-2004*, a été publié en décembre et présentait un aperçu de la productibilité dans le BSOC.

Tous les trois à cinq ans, l'Office publie une étude à long terme sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. Le prochain rapport de l'ONÉ, intitulé *L'avenir énergétique du Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, traitera de cette question sous un nouvel angle. Reposant sur un ensemble de scénarios, il présentera un grand éventail de résultats plausibles en ce qui concerne la production d'énergie et les habitudes de consommation au Canada dans l'avenir. Le rapport paraîtra au début de 2003.

L'Office publie aussi des rapports statistiques liés à son rôle de réglementation des industries du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité. Recueillies sur une base mensuelle, les données statistiques font l'objet de sommaires annuels publics qui remontent jusqu'à 1985. Présents sur le site Internet de l'Office, ces rapports traitent des sujets suivants : exportations, importations, quantités et prix du gaz naturel; exportations de gaz propane et de gaz butane; exportations de pétrole brut et de produits pétroliers; prix à l'exportation du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd; offre et utilisation du pétrole brut; et importations et exportations d'électricité.

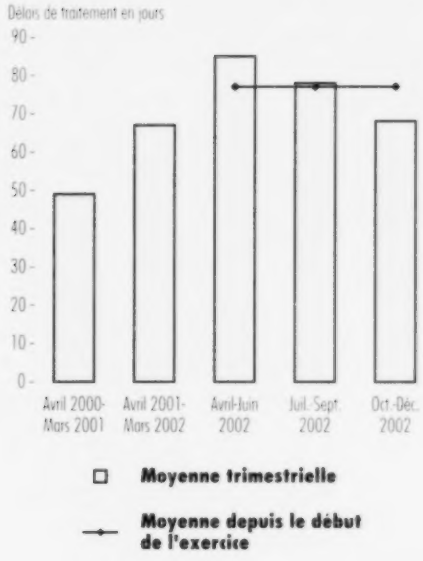
Efficience de la réglementation

Tout en s'acquittant diligemment des responsabilités qui lui incombent relativement à la protection de l'intérêt public, l'Office est conscient des préoccupations de l'industrie concernant le délai de traitement des demandes de sorte qu'il revoit régulièrement ses processus pour s'assurer de leur efficacité. L'ONÉ reconnaît que les sociétés doivent pouvoir compter sur des exigences réglementaires claires et des délais fiables. Pour veiller à ce que ses processus en matière de demandes soient efficients, l'Office engage le dialogue avec les intéressés, clarifie ses processus et ses attentes, adopte de nouvelles démarches inspirées de la réglementation axée sur les buts, négocie avec les autres organismes pour harmoniser les processus réglementaires en vue de réduire les chevauchements et se prépare avec dynamisme à l'examen des demandes d'approbation de grands projets.



L'ordonnance de simplification délivrée par l'Office en vertu de l'article 58 permet aux sociétés d'entreprendre sans avoir à obtenir l'approbation de l'Office certains projets courants qu'elles prévoient réaliser sur leurs propriétés lorsque ces projets ont des effets négligeables sur l'environnement, ne touchent aucune tierce partie et ne causent aucune préoccupation sur le plan de la sécurité. En 2001, les sociétés ont engagé 160 millions de dollars dans 932 projets ne nécessitant pas le dépôt d'une demande et pour lesquels le délai de traitement a été nul. L'Office a délivré une ordonnance de simplification révisée à la fin de 2002 en vue d'en clarifier les conditions, de modifier les exigences en matière de rapports et de soustraire un plus grand nombre de projets courants du

FIGURE 15
Délais de traitement des demandes visant des installations n'exigeant pas d'audience - Par trimestre



processus de demande. En 2003, il prévoit entreprendre un examen majeur de l'ordonnance qui en augmentera la portée et inclura l'avant-projet du nouveau *Règlement sur la liste d'exclusion* pris au terme de la LCÉE. En février 2002, dans le cadre d'une initiative connexe, l'Office a envoyé une lettre à toutes les sociétés pour les informer qu'elles n'avaient pas à soumettre de demande avant d'entreprendre des travaux d'excavation exploratoire ou de remplacer des pipelines. Cela a contribué à rehausser l'efficience du cadre réglementaire pour les sociétés réglementées par l'ONÉ. Conjuguée à d'autres initiatives du même genre, cette décision a aussi permis à l'Office de réduire le temps de traitement des demandes qui lui sont soumises aux termes de l'article 58 au cours des douze derniers mois (figure 15).

L'Office a entrepris de réviser en profondeur ses *Directives concernant les exigences de dépôt* (DED), qui visent à aider les sociétés à préparer leurs demandes. L'examen des DED devrait être achevé d'ici la fin de 2003, et les modifications qui en résulteront permettront d'en assurer la clarté, la précision et l'intégralité, pour que les attentes de l'Office soient comprises et reflétées dans toutes les demandes. On s'attend aussi à ce que les DED définitives contribuent à rehausser l'exhaustivité des demandes et, de ce fait, à écourter la période d'examen.

L'Office cherche sans cesse à rehausser l'efficacité de ses processus de réglementation. À cette fin, il a proposé un nouveau mécanisme de règlement approprié des différends (MADRD) en vue d'offrir un moyen plus souple de résoudre certaines questions, que ce soit à l'intérieur ou à l'extérieur du cadre de réglementation traditionnel. Les possibilités et les défis que susciteront le MADRD ont fait l'objet de consultations initiales auprès des membres de l'industrie et du public en février et en mars 2002. L'Office a sollicité de plus amples commentaires au sujet du contenu et des modalités proposés du MADRD de septembre 2002 à février 2003.

TABLEAU 9
Profil des dépenses et des effectifs

Exercice (1er avril au 31 mars)	Dépenses (en milliers de dollars)	Équivalents temps plein
1996-1997	26 855	272
1997-1998	28 048	264
1998-1999	53 187(a)	277
1999-2000	26 900	286
2000-2001	26 216	289
2001-2002	28 836	281
2002-2003	31 910(b)	287(b)

Dépenses et information financière de l'ONÉ

Le tableau 9 présente les dépenses et les effectifs de l'ONÉ pour les six derniers exercices. Depuis 1991, l'ONÉ recouvre jusqu'à 90 % de ses frais de fonctionnement auprès des sociétés qu'il réglemente. Le lecteur trouvera plus de détails sur les budgets et les plans de l'organisation dans le *Budget des dépenses 2002-2003 - Partie II* de l'ONÉ et la Partie III - *Rapport sur les plans et les priorités de 2002-2003*; on peut consulter ces deux documents dans le site Internet de l'Office.

L'ONÉ produit deux jeux d'états financiers chaque année. Le premier est établi pour une période de douze mois se terminant le 31 mars selon la méthode de la comptabilité d'exercice, conformément aux normes comptables du Conseil du Trésor et aux principes comptables généralement reconnus (PCGR). Ce jeu d'états financiers, qui fait partie des Comptes publics du Canada, est composé d'un état de la situation financière, d'un état des résultats, d'un état des flux de trésorerie et des notes afférentes. Le Bureau du vérificateur général du Canada détermine s'il vérifiera ou non les états financiers de l'ONÉ en vue d'exprimer une opinion sur les états financiers consolidés du gouvernement du Canada, et, dans l'affirmative, le moment où il le fera.

Le second jeu est dressé en fonction de l'année civile pour les besoins du recouvrement des coûts. Par le passé, il a été établi au moyen de la méthode de la comptabilité de caisse modifiée. Il consiste en un état des dépenses et des recettes et des notes afférentes. Exception faite du coût estimatif des produits et des services fournis par d'autres organismes ou ministères fédéraux, les dépenses et les recettes y sont constatées au moment de leur décaissement et de leur encaissement, selon le cas. Cet état, qui est vérifié chaque année par le Bureau du vérificateur général du Canada, sert de base au calcul des coûts à recouvrer aux termes du *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*. On prévoit adopter la méthode de la comptabilité d'exercice, conformément aux PCGR, pour les états financiers établis aux fins du recouvrement des coûts.

On peut communiquer avec l'Office pour obtenir de plus amples renseignements au sujet des états financiers, et consulter l'état des dépenses et des recettes sur le site Internet de l'ONÉ au http://www.neb-one.gc.ca/pubs/index_f.htm. Les états financiers consolidés du gouvernement du Canada sont disponibles au http://www.pwgsc.gc.ca/recgen/text/pub-acc-f.html.

participation du public

En ce qui a trait à la participation du public, l'Office s'est fixé comme objectif de répondre aux nouveaux besoins du public et d'anticiper les occasions de faire participer les Canadiennes et les Canadiens intéressés à ses activités. Ce faisant, il fait connaître son processus décisionnel et favorise la prise de décisions équitables (donner aux parties intéressées le droit de se faire entendre) et intégrales (décision fondée sur l'examen de tous les éléments de preuve possibles dans l'intérêt du public). Pour obtenir ce résultat, l'Office doit veiller à ce que sa culture organisationnelle favorise la participation des intéressés à ses processus. L'Office redouble d'efforts pour offrir aux membres du public des tribunes accessibles où ils peuvent exprimer leur opinion librement et prendre part aux dossiers qui relèvent de sa compétence.

But 4 : L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.

Au cours de la dernière année, l'Office a lancé plusieurs nouvelles initiatives visant à répondre aux nouveaux besoins de participation du public à ses activités. Par exemple, il a entrepris la première phase d'un programme de consultation en trois étapes portant sur la révision des *Directives concernant les exigences de dépôt* (DED); il a mené de longues consultations en vue de la publication prochaine de son *Rapport sur l'offre et la demande*; il a réalisé des progrès en ce qui concerne la création d'occasions de participation concrètes pour les Autochtones; et, enfin, il a formulé un projet de mécanisme approprié de règlement des différends (MADRD). De plus, le *Plan de coopération* qu'a parrainé l'Office représente une autre réalisation notable dans ce domaine. Il décrit une démarche coordonnée visant à faciliter les demandes relatives à des pipelines dans le Nord et à favoriser la participation du public à ce processus.

L'évolution du but 4 a donné lieu à l'établissement d'une nouvelle mesure du succès de l'Office dans ce domaine. À l'avenir, l'ONÉ s'efforcera d'assurer la « satisfaction des groupes d'intérêts à l'égard des processus et services de l'information de l'ONÉ, et de l'interaction avec les membres et le personnel de l'Office ». Pour parvenir à cet état final, l'Office cherche à atteindre les objectifs ci-dessous lorsqu'il conçoit ses programmes de consultation publique :

- se doter d'une capacité interne;
- comprendre les besoins du public;
- supprimer les obstacles.

Se doter d'une capacité interne

L'Office, pour qui il importe d'être une organisation intelligente, favorise l'apprentissage partagé. L'Office estime aussi qu'il faut stimuler le développement d'une culture de consultation. À cette fin, il offre à ses employés des possibilités de rehausser leurs compétences pour qu'ils puissent mettre en œuvre des programmes de consultation publique efficaces et appropriés. L'Office encourage également la consultation interne au sein de son organisation, parmi les équipes et les divers secteurs. Ces efforts font en sorte que la participation du public est en train de devenir rapidement une pratique largement acceptée au sein de l'Office.

Cercles d'apprentissage et pratiques exemplaires en matière d'audiences

À la fin d'un projet ou d'une audience, les employés participants se réunissent afin d'examiner les efforts déployés et les résultats obtenus. Cela permet à l'ONÉ de recueillir des renseignements précieux pour des initiatives futures en plus de contribuer à rehausser l'efficacité de ses procédés et la participation du public.

Formation relative à la participation du public

L'Office offre des occasions de perfectionnement dans des domaines spécialisés à ses employés afin de mieux les outiller pour communiquer avec les Canadiennes et les Canadiens. En 2002, les programmes de formation interne qui suivent ont été proposés au personnel de l'Office : rédaction de documents en langage clair, styles de communication interpersonnelle, cours de langue en français et en anglais. De plus, l'Office inscrit des employés au congrès annuel de l'*International Association of Public Participation* pour qu'ils se tiennent au fait des pratiques en matière de participation du public.

Règlement des différends

En 2002, l'Office a continué de travailler à son projet de mécanisme approprié de règlement des différends afin de permettre aux intéressés de résoudre leurs désaccords hors du cadre réglementaire traditionnel. Les employés de l'Office seront formés à maints aspects de ce mécanisme; outre de les sensibiliser à cette nouvelle option, on les initiera à son application en plus de les aider à acquérir des compétences en médiation qui favoriseront la résolution des questions que soumettent les intéressés.

Diversification de l'effectif

L'Office s'applique à constituer un effectif qui reflète la mosaïque canadienne en vue de rehausser sa capacité à comprendre les différences culturelles et les besoins variés du public canadien, et de l'aider à exercer ces activités auprès des diverses communautés culturelles. À l'heure actuelle, le personnel de l'Office représente plus de trente cultures (langues).

Élaboration de nouveaux procédés

L'Office fait constamment appel à de nouveaux procédés pour traiter les questions qui lui sont soumises. Ainsi, une requête satisfaite ne signifie pas le rejet de la suivante. La réponse de l'Office à la province du Nouveau-Brunswick qui le priait de fixer de nouvelles règles qui s'appliqueraient aux exportations à court terme de gaz extracôtier néo-écossais supplémentaire en est un exemple concret. Jugeant qu'il n'y avait pas lieu d'établir de nouvelles règles, l'Office a toutefois formé une équipe de spécialistes chargée de surveiller le marché du gaz naturel dans les Maritimes et de produire des rapports à l'intention de la population canadienne en consultation avec les principaux intervenants du marché du gaz naturel des Maritimes et le public.

Compréhension des besoins du public en matière de participation

Pour prendre des décisions éclairées, l'Office se doit de comprendre les préoccupations du public et ses besoins d'être consulté. En étant sensibilisé à la façon dont le public peut et veut prendre part à ses activités et procédés, l'Office peut proposer des options efficaces dans les dossiers qui concernent le public. Les pratiques de l'Office pour obtenir une meilleure compréhension des besoins du public sont les suivantes :

Rétroaction

L'Office utilise principalement des questionnaires pour solliciter la rétroaction des intéressés. Ils sont envoyés aux personnes ayant participé aux activités de l'ONÉ afin d'évaluer leur satisfaction à l'égard des procédés utilisés, des renseignements fournis et de leurs rapports avec le personnel de l'Office. En 2002, outre d'avoir sollicité les commentaires des participants à quatre audiences, l'Office a distribué des questionnaires à des séances de consultation et d'information publiques, à des conférences techniques et à la suite de vérifications. La plupart des participants aux audiences de 2002 se sont dit satisfaits ou très satisfaits de leurs rapports avec l'Office (figure 16). L'Office se penchera sur les secteurs laissant à désirer selon les personnes interrogées.

Participation des intéressés à la conception des procédés

L'Office a adopté une démarche en plusieurs étapes dans maints secteurs de consultation afin de permettre aux parties intéressées de l'aider à circonscrire la portée des projets et à déterminer la méthode de consultation qui convient. Cette démarche a récemment été appliquée au projet de modification des DED.

Visites des membres de l'Office

Chaque année, les membres de l'Office se rendent dans une région du Canada afin de rencontrer différents groupes et de s'entretenir avec eux de leur rôle dans les procédés de l'Office. Ils profitent également de cette occasion pour les renseigner à propos des responsabilités de l'Office à titre d'organisme de réglementation national et engager le dialogue au sujet des affaires courantes.

En 2002, les membres de l'Office ont participé à une dizaine de rencontres tenues en Ontario sur une période de cinq jours. Ils se sont entretenus avec des représentants d'associations du secteur énergétique, d'instituts, de propriétaires fonciers, de groupes de l'industrie et d'autres organismes de réglementation.

Les membres de l'Office ont également rencontré l'Alberta Environmental Network (un réseau formé de divers comités et associations), à Edmonton. En plus de préciser le mandat et les rôles de chacun, et de passer en revue les affaires courantes, ils ont examiné les processus d'examen des propositions de pipeline dans le Nord, des modalités concernant les exportations et des questions liées à l'environnement. Ils se sont également entretenus de la participation du public.

Supprimer les obstacles

Conscient que des actions pourraient être perçues comme des obstacles à la participation, l'Office s'efforce d'éliminer de ses procédés tout ce qui pourrait sembler une entrave à la participation du public en vue de ne pas dissuader les parties intéressées de participer à ses activités. Entre autres, l'Office s'efforce de rendre le processus d'audience plus simple, moins intimidant et plus accessible pour toutes les parties intéressées. En 2002, l'Office :

- a adopté un processus d'audience plus souple à la suite de consultations menées auprès de parties intéressées. Par exemple, il a tenu des audiences à divers endroits et a rendu ses décisions dans des localités où la participation et l'intérêt du public avaient été considérables;
- a organisé des séances d'information publique près des localités choisies pour la tenue d'audiences futures en vue d'expliquer les procédures de l'Office et de passer en revue le rôle du public. Ces séances ont eu lieu avant le début des audiences relatives aux projets d'agrandissement du réseau de transport de gaz brut Grizzly et du réseau principal sud, proposés par Westcoast, et au projet de pipeline de GSX Canada;
- a formulé une norme de langage clair et mis en œuvre des lignes directrices à cet égard, y compris un modèle d'ordonnance d'audience en langage clair;
- s'est penché sur des façons de simplifier le processus d'audience et d'en rehausser l'efficacité tout en proposant un plus grand nombre d'options pour la participation du public;
- a lancé son service de dépôt électronique afin d'assurer l'efficacité et l'accessibilité de son système de dépôt et de consultation des documents concernant les questions de réglementation;
- a fait appel à son site Internet pour solliciter des commentaires sur ses documents de consultation au sujet de programmes, de rapports et de règlements;
- a travaillé à l'amélioration de son site Web en vue de se conformer aux normes de Gouvernement en direct. Le site de l'Office a fait l'objet d'une vérification de l'accessibilité, et des mesures seront prises pour assurer que tous les Canadiennes et Canadiens y aient accès.

Participation des Canadiennes et des Canadiens

En 2002, l'Office a mené un grand nombre de consultations en début de projet, suscitant ainsi la participation fructueuse des intéressés de l'industrie et d'autres secteurs, qui ont un rôle clé à jouer dans les initiatives que propose l'Office. De plus, l'ONÉ a tenu des ateliers pour communiquer de l'information aux membres du public et de l'industrie et pour aborder des questions d'intérêt commun.

Consultations

Rapport sur l'offre et la demande - L'Office a adopté une nouvelle formule pour le rapport intitulé *L'avenir énergétique du Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* qu'il publiera prochainement. Reposant sur un ensemble de scénarios, il présente une vaste gamme de résultats plausibles en ce qui concerne l'offre et la demande d'énergie au Canada. L'Office a tenu plusieurs séances de consultation auprès des membres de l'industrie afin de valider l'information. Des ateliers à l'intention du public auront lieu en janvier et en février 2003 dans six villes du Canada.

Règlement sur la prévention des dommages - L'équipe de la prévention des dommages aux pipelines a tenu des rencontres avec des groupes types ainsi que des journées portes ouvertes d'un bout à l'autre du Canada afin d'examiner le projet de *Règlement sur la prévention des dommages*. Les membres du public et de l'industrie ont été appelés à fournir des commentaires sur le contenu de l'ébauche conceptuelle du règlement, qui s'appliquera aux sociétés pipelinières ainsi qu'aux propriétaires fonciers dont les terrains sont traversés par un pipeline ou qui entreprennent des activités qui pourraient causer des dommages à un pipeline.

L'Office a également sollicité les commentaires du public lors de l'élaboration des projets suivants : *Plan de coopération concernant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un éventuel projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest* (juin 2002), Mécanisme approprié de règlement des différends et surveillance du marché du gaz naturel dans les Maritimes.

Ateliers

Atelier de sensibilisation du public au sujet des pipelines - En juin 2002, l'ONÉ a tenu un quatrième atelier sur les pratiques exemplaires de l'industrie pipelinière en matière de prévention des dommages et de sensibilisation du public. Sensibilisation 2002, qui a eu lieu à Halifax, en Nouvelle-Écosse, a consacré une journée entière aux programmes de formation continue et de liaison, qui visent principalement à informer le public et les intervenants en cas d'urgence de leurs rôles dans le cas d'une urgence liée à un pipeline. Plus de 115 personnes ont participé à l'atelier.

Atelier du printemps - Cet atelier a eu lieu en juin, à Calgary, en Alberta. Il visait à expliquer et à parachever le programme de vérification de l'Office, ainsi qu'à parfaire nombre d'autres documents, dont les *Directives sur les exigences de dépôt* (DED), le *Règlement sur la prévention des dommages* et l'ébauche des *Notes d'orientation liées à la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des réservoirs et tuyauteries sous pression*. Plus de 200 intéressés ont assisté à l'atelier.

Sensibilisation des Canadiens et des Canadiennes

Services d'information publique

Un éventail d'outils favorisent la communication entre l'ONÉ et des groupes cibles ou le grand public. Estimant que les intéressés doivent avoir accès à de l'information de qualité à jour, pertinente et facile à comprendre, l'Office améliore sans cesse ses moyens de communication et les adapte aux besoins nouveaux du public. L'ONÉ se sert actuellement des outils de communication suivants :

Site Internet

Le site Internet de l'ONÉ renseigne le public sur le mandat de l'Office et renferme des rapports d'évaluation du marché de l'énergie, des publications d'intérêt général, des données statistiques, ainsi que de l'information à propos des régions pionnières, de la sécurité des pipelines et des droits. On y trouve également des renseignements à jour concernant les instances réglementaires notamment les communiqués, les ordonnances d'audience, les transcriptions des audiences publiques, les motifs de décision et le bulletin *Activités de réglementation*, publié chaque mois.

Au cours de la dernière année, le public a également eu l'occasion de faire des commentaires par voie électronique sur des projets de modification de règlements ou d'ébauches de rapports d'évaluation du marché de l'énergie.

Communiqués

En 2002, l'Office a diffusé 46 communiqués pour diffuser des renseignements au sujet des demandes, des audiences publiques et des publications imminentes, ou pour inviter le public à assister à des séances de consultation et d'information ou à des ateliers. Ils sont diffusés par l'entremise d'une agence nationale de transmission, ou sur le site Internet de l'Office, en plus d'être disponibles à sa bibliothèque.

Bulletin Activités de réglementation

Ce bulletin, conçu comme un guichet d'information unique, offre un aperçu des activités de l'Office chaque mois. Il traite de questions administratives ou d'intérêt général, des demandes d'autorisation de projets exigeant ou n'exigeant pas une audience, ou des modifications apportées à la réglementation et aux lignes directrices. On peut le consulter dans le site Internet de l'Office ainsi qu'à sa bibliothèque.

Bulletins d'information

L'Office continue d'actualiser ses publications en vue d'offrir au public des renseignements de qualité précis et faciles à comprendre. Ces bulletins traiteront d'un éventail de sujets allant de questions d'intérêt général à un guide exhaustif à l'intention des propriétaires fonciers.

En 2002, l'Office a publié plusieurs documents d'information, dont *Réponses à vos questions à propos de l'Office national de l'énergie, Services de bibliothèque et d'information* et *Le Réseau d'information sur les terres domaniales*.

Dépôt électronique

L'année 2002 a marqué le lancement du système de dépôt électronique LiveLink, grâce auquel le public est en mesure de consulter des documents de réglementation en plus de soumettre des documents par voie électronique. Cette année, plus de 3 000 documents ont été déposés auprès de l'Office; de ce nombre, le tiers lui a été présenté par voie électronique.

Numéro sans frais

Le numéro sans frais de l'Office permet aux Canadiennes et aux Canadiens de s'adresser directement aux membres du personnel de l'Office pour leur faire part de leurs besoins ou de

leurs préoccupations. En 2002, l'ONÉ a reçu plus de 5 000 appels à son numéro sans frais, soit 1 200 appels de plus qu'en 2001.

Tous les appels que reçoit l'Office à son numéro sans frais et aux lignes directes représentent une bonne indication du volume annuel des échanges entre l'Office et les personnes intéressées, ainsi que les membres du public.

un riche bassin d'expérience

Au 31 décembre 2002, l'Office comptait sept membres à temps complet, nommés en raison de leur vaste expertise dans le domaine de l'énergie et de la politique publique. Notre équipe multidisciplinaire reflète l'éventail de perspectives et de connaissances pratiques dont l'Office a besoin pour rendre des décisions sur des projets énergétiques qui sont conformes à l'intérêt public canadien, ainsi que pour conseiller le gouvernement du Canada en matière d'énergie. Les membres cumulent une expérience diversifiée, acquise tant dans le secteur privé que dans le secteur public, qui englobe les disciplines suivantes : économie, génie, environnement, finances, droit, sciences, participation publique et sécurité.

Kenneth W. Vollman

Natif de la Saskatchewan, M. Vollman détient une maîtrise en génie mécanique de l'Université de la Saskatchewan et est membre de l'Association of Professional Engineers of Alberta. M. Vollman a consacré toute sa carrière au domaine de l'énergie. Acquérant une expérience pratique de la production gazière et pétrolière dans l'entreprise privée, il a ensuite poursuivi sa carrière à l'ONÉ où il a travaillé tour à tour dans les secteurs de l'offre et de la demande d'énergie, des pipelines, de la réglementation de l'énergie et de la gestion. Il a été nommé président en 1998, après avoir occupé les charges de membre et de vice-président. Au cours des 35 dernières années, M. Vollman a rédigé un grand nombre d'exposés qu'il a présentés à l'occasion de conférences nationales et internationales.

Jean-Paul Théorêt

Natif du Québec, M. Théorêt possède un bagage diversifié de formation et d'expérience qui englobe les affaires, l'économie, le droit et la réglementation de l'énergie. Il a été commissaire à la Régie de l'énergie du Québec pendant huit ans. Élu député à l'Assemblée nationale en 1985, il y a rempli les fonctions d'adjoint parlementaire du ministre de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie, et de vice-président de la Commission de l'économie et du travail. M. Théorêt compte 30 ans d'expérience comme homme d'affaires, à titre de vice-président directeur d'une importante société de distribution de produits alimentaires et de propriétaire de magasins d'alimentation au Québec. Membre de l'ONÉ depuis 1999, il a été désigné vice-président en 2002.

Judith A. Snider

M[me] Snider détient un baccalauréat en droit de l'Université de Calgary et un baccalauréat ès sciences (mathématiques) de l'Université Carleton. Elle est membre du barreau de l'Alberta depuis 1982.

Rowland J. Harrison

Originaire d'Australie, M. Harrison possède une maîtrise en droit de l'Université de l'Alberta et est membre des barreaux de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de l'Alberta. Au fil de sa carrière, il a acquis une vaste expérience comme conseiller et chercheur dans les domaines de la réglementation de l'énergie et de la politique énergétique.

M. Harrison a été professeur de droit dans diverses universités canadiennes, où il a enseigné le droit du pétrole et du gaz, des cours supérieurs de droit des hydrocarbures, le droit constitutionnel et le droit administratif. Il a fait partie de la haute direction de divers organismes, dont l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, l'Institut canadien du droit des ressources, l'Institut de recherche en politiques publiques et le Dalhousie Institute of Environmental Studies. Plus récemment, il a été un associé au bureau de Calgary de Stikeman Elliott, un cabinet d'avocats canadien qui travaille au Canada et à l'étranger.

John S. Bulger

Natif du Manitoba, M. Bulger a obtenu un doctorat en chimie physique de l'Université York, à Toronto, et un grade supérieur en gestion de l'Université McGill, à Montréal. Ses champs d'expérience englobent l'approvisionnement, l'exploitation, la planification, la réglementation et la prestation de conseils sur les questions énergétiques. Avant d'être nommé à l'Office, il a occupé le poste de chargé principal des questions de réglementation chez Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., à Halifax (Nouvelle-Écosse). Antérieurement, il avait été membre de la haute direction de Gaz Métropolitain pendant près de vingt ans. M. Bulger a commencé sa carrière chez Du Pont Canada Inc. M. Bulger est membre de l'Institut de chimie du Canada.

1 M[me] Snider a été nommée juge de la Cour fédérale du Canada, Section de première instance, en octobre 2002 et elle a démissionné de l'Office à ce moment-là.

Elizabeth (Liz) Quarshie

Originaire du Ghana, Mme Quarshie détient une maîtrise en génie environnemental de l'Université de l'État de Washington et est membre de l'Association des ingénieurs professionnels et des géoscientifiques de la Saskatchewan. Elle est également vérificatrice environnementale agréée.

Mme Quarshie cumule plus de 15 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie, ayant détenu divers postes de cadre supérieur chez Cogema Resources Inc. et Cameco, à Saskatoon, et dirigé des programmes dans des domaines tels que l'hygiène et la sécurité professionnelles, l'évaluation des incidences environnementales, la conformité à la réglementation et les affaires publiques. En outre, elle a acquis dans l'industrie une solide expérience de la planification, de la conception, de l'élaboration, de la mise en œuvre, de la surveillance et de la désaffectation de projets. Mme Quarshie possède également de l'expérience dans les domaines suivants : radioprotection, lutte antiémissions, gestion des déchets solides et dangereux, traitement de l'eau et des eaux usées, recherche et évaluation, systèmes de gestion environnementale, vérification et développement communautaire.

Deborah W. Emes

Native de la Saskatchewan, Mme Emes détient une maîtrise en économie de l'Université de Calgary et est analyste financière agréée. Elle possède une connaissance pratique et théorique de la prestation de conseils dans les domaines de la réglementation, de l'économie et des marchés. Mme Emes a occupé divers postes dans les secteurs privé et public, dont celui de gestionnaire des services stratégiques auprès de la British Columbia Utilities Commission. En outre, elle a offert des séminaires sur la conception des droits et le coût du capital pour le compte de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique.

Carmen L. Dybwad

Originaire de la Saskatchewan, Mme Dybwad détient un doctorat de l'Université de Waterloo en planification régionale et exploitation des ressources. Elle possède une formation en économie ainsi qu'une connaissance d'expert, pratique et théorique, dans les domaines de la participation publique, du développement des ressources et de l'électricité. Mme Dybwad a occupé plusieurs postes auprès du gouvernement de la Saskatchewan et de la Saskatchewan Power Corporation, y compris celui de gestionnaire en politique et planification environnementales. Plus récemment, elle était professeure adjointe à l'Université de Regina où elle a donné des cours en économie environnementale, en développement durable et en administration publique.

Bryan Williams

Le 18 septembre 2001, l'honorable Bryan Williams a été nommé membre temporaire de l'Office pour s'occuper de questions reliées à l'examen par une commission conjointe du projet de pipeline GSX Canada.

Gaétan Caron

M. Caron a été nommé membre de l'Office à titre temporaire (mandat de deux ans) en 2002. Natif du Québec, M. Caron a obtenu un baccalauréat en sciences appliquées de l'Université Laval, et une maîtrise en administration des affaires de l'Université d'Ottawa. Il s'est joint à l'Office national de l'énergie en 1979 où il a détenu plusieurs postes de haut niveau, dont celui de chef des opérations, qu'il continue d'occuper. M. Caron est membre de l'Association professionnelle des cadres de la fonction publique du Canada ainsi que membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec et du conseil d'administration de Centraide Calgary.

supplément i

Lois

Loi sur l'Office national de l'énergie
Code canadien du travail, partie II
Loi sur les opérations pétrolières au Canada
Loi fédérale sur les hydrocarbures
Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
Loi sur l'administration de l'énergie
Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie
Loi sur le pipe-line du Nord

Règlements et autres dispositions aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le pétrole et le gaz (partie VI de la Loi)
Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité
Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations
Ordonnance no MO-62-69 de l'Office national de l'énergie
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie I
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie II
Ordonnance générale n° 1 relative aux conditions générales concernant les croisements par des pipelines
Ordonnance générale n° 2 relative aux conditions générales concernant les croisements de pipelines
Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995
Règlement de l'Office national de l'énergie sur la signification
Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs
Règlement concernant la qualification des produits pétroliers
Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres
Règles de 1986 sur la procédure des comités d'arbitrage sur les pipe-lines
Règlement sur les croisements de lignes de transport d'électricité
Proclamation étendant au pétrole l'application de la Partie VI de la Loi (7 mai 1970)
Règlement modifiant le Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie (DORS/2002-375, 21 octobre 2002)
Règlement sur les renseignements relatifs aux droits
Ordonnance de simplification des demandes XG/XO-100-2002 en vertu de l'article 58 (18 décembre 2002)

Directives, lignes directrices et protocoles aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Conformité aux exigences touchant les renseignements sur l'environnement, prescrites par les Directives concernant les exigences de dépôt de l'Office (23 décembre 1997)

Consultation des peuples autochtones : Directives de l'Office national de l'énergie (4 mars 2002)

Dépôt électronique - *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie* (1995) (21 mars 2002)

Directives - Mise en application de la méthode de l'accès équitable au marché aux fins de l'octroi de licences d'exportation à long terme de pétrole brut et d'équivalents (17 décembre 1997)

Directives - Renseignements financiers soumis à l'Office national de l'énergie par les compagnies pipelinières du groupe 1 (6 décembre 2001)

Directives concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (révisées le 26 août 1998)

Directives concernant les exigences de dépôt (22 février 1995)

Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (12 juin 2002)

Excavations exploratoires et réparations/remplacements connexes de pipelines (2 décembre 2002)

Lignes directrices relatives aux renseignements environnementaux à produire par les demandeurs pour l'autorisation de construire et d'exploiter des usines de traitement de gaz et de chevauchement, des usines et des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), et des usines et des terminaux de liquides de gaz naturel (LGN), de gaz de propane liquéfié (GPL) et de butanes, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (26 juin 1986)

Mesures de rendement déposées dans le cas des rapports de surveillance trimestriels à la fin de l'année (26 janvier 1996)

Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (7 septembre 1999)

Office national de l'énergie - Éléments que devraient inclure les programmes de préparation et d'intervention en cas d'urgence (24 avril 2002)

Politique de vérification au titre de la réglementation financière de l'Office national de l'énergie (23 février 1999)

Procédures de dépôt des demandes d'ordonnance de droit d'accès présentées aux termes de l'article 104 (27 octobre 1999)

Protocole sur la conservation des registres comptables des compagnies du groupe 1 selon les *Règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs* (30 novembre 1994)

Protocole sur la réglementation des compagnies du groupe 2 (6 décembre 1995)

Renseignements sur l'approvisionnement en gaz à déposer aux termes du *Règlement concernant le pétrole et le gaz* (partie VI) (16 mai 1997)

Règlements aux termes de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada

Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada

Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada

Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz

Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada

Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada

Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada

Règlement sur les opérations sur le pétrole et le gaz du Canada
Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz au Canada

Directives et notes d'orientation aux termes de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada

Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières
Guidance Notes for the *Canada Oil and Gas Diving Regulations* [Note d'orientation relative au *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada*]
Guidance Notes for the *Canada Oil and Gas Drilling Regulations* [Notes d'orientation liées au *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*]
Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers
Notes à l'intention du demandeur - Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable

Règlements aux termes de la Loi fédérale sur les hydrocarbures

Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales
Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales

Règlements aux termes de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale

Règlement déterminant des autorités fédérales
Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale
Règlement sur la liste d'étude approfondie
Règlement sur la liste d'exclusion
Règlement sur la liste d'inclusion
Règlement sur le processus d'évaluation environnementale des projets à réaliser à l'extérieur du Canada
Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées

Règlements aux termes du Code canadien du travail, partie II

Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail
Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)
Règlement sur les comités de sécurité et de santé et les représentants

Règlements aux termes de la Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie

Règlement sur l'exigence d'un examen préalable
Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie
Règlement sur la liste d'exemption

Dispositions aux termes de la Loi sur le pipe-line du Nord

Décret chargeant le ministre du Commerce extérieur comme ministre responsable de l'application de la Loi

Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres mises en réserve pour le parc national Kluane

Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres territoriales

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line en Saskatchewan

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique

Règlement sur l'avis d'opposition du pipe-line du Nord

Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de certains ministres en vertu de certaines Lois au membre du Conseil privé pour le Canada désigné comme ministre aux fins de la Loi

Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de l'Office national de l'énergie aux termes des parties I, II, et III du *Règlement sur les gazoducs* au ministre désigné aux fins de la Loi

Règlement aux termes de la Loi sur les terres territoriales

Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada

supplément ii

Compagnies relevant de la compétence de l'ONÉ

Ci-dessous se trouve la liste des compagnies pipelinières et des services d'électricité, relevant de la compétence de l'ONÉ, qui possédaient et (ou) exploitaient des pipelines interprovinciaux ou internationaux ou des lignes de transport d'électricité interprovinciales ou internationales au 31 décembre 2002. Les compagnies pipelinières sont réparties en deux groupes. Le groupe 1 comprend les grandes compagnies de gazoduc et d'oléoduc qui font l'objet d'une vérification régulière de la part de l'Office. Le groupe 2 englobe toutes les autres compagnies pipelinières relevant de la compétence de l'ONÉ.

On distingue trois catégories de compagnies aux fins du recouvrement des frais : les compagnies de grande importance, les compagnies de moyenne importance et les compagnies de faible importance. Le classement des compagnies est basé sur la taille, le débit et le coût du service.

Gazoducs du groupe 1

Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
TransCanada PipeLines Limited, B.C. System
Westcoast Energy Inc.

Oléoducs (pétrole et produits pétroliers) du groupe 1

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines Inc.
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Pipelines Trans-Nord Inc.
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Gazoducs du groupe 2

Alta Gas (Sask) Inc.
Agence des douanes et du revenu du Canada
AltaGas Services Inc.
AltaGas Transmission Ltd.
ANG Gathering & Processing Ltd.
Barrington Petroleum Ltd.
Bear Paw Processing Company (Canada) Ltd.
Bellator Exploration Inc.
Berkley Petroleum Corp.
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Pipe Line Corporation
Canadian Natural Resources Limited
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipeline Corporation Limited
Chief Mountain Gas Coop Ltd.
DEFS Canada L.P.
Devon Energy Canada Corporation
ELAN Energy Inc.
Enbridge Gas Distribution Inc.
EnCana Border Pipelines Limited
EnCana Corporation
EnCana Oil & Gas Partnership
EnCana Suffield Gas Pipeline Inc.
EnCana West Ltd.
ExxonMobil Canada Ltd.
Fletcher Challenge Oil and Gas Canada Inc.
Forty Miles Gas Co-op Ltd.
Gibson Petroleum Company Limited
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
KeySpan Energy Canada Inc.

Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Murphy Canada Exploration Company
Murphy Oil Company Ltd.
Niagara Gas Transmission Limited
Northstar Energy Corporation
Olympia Energy Inc.
Peace River Transmission Company Limited
Penn West Petroleum Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Rigel Oil and Gas Ltd.
St. Clair Pipelines Management Inc.
Samson Canada Ltd.
SCL Pipeline Inc.
Shell Canada Products Limited
Shiha Energy Transmission Ltd.
Star Oil and Gas Ltd.
Suncor Energy Inc.
Talisman Energy Inc.
Taurus Exploration
Union Gas Limited
Vector Pipeline Limited Partnership
Westminster Resources Ltd.
167496 Canada Ltd.

Oléoducs (pétrole et produits pétroliers) du groupe 2

Aurora Pipe Line Company
BP Canada Energy Company
ConocoPhillips Canada Limited
Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Ethane Shippers Joint Venture
Express Pipeline Limited Partnership
Genesis Pipeline (Canada) Ltd.
Husky Energy Inc.
Husky Oil Operations Ltd.
ISH Energy Ltd.
Les Pipes-Lines Montréal Limitée
Manito Pipelines Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
Nexen Marketing
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Pembina Pipeline Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Pétrolière Impériale Ressources Limitée
Plains Marketing Canada, L.P.
PMC (Nova Scotia) Company
Ponce Coupé Pipe Line Ltd. à titre de mandataire et de commanditée de la société Pembina North Limited Partnership
PrimeWest Energy Inc.
SCL Pipeline Inc.
Sun-Canadian Pipe Line Company Limited
Sunoco Pipeline L.P.
Williams Energy (Canada) Inc.
Yukon Pipelines Limited

Productoducs

Abitibi-Consolidated Company of Canada
E.B. Eddy Forest Products Ltd.
Fraser Paper Inc. (Canada)
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Souris Valley Pipeline Limited

Services d'électricité

Abitibi-Consolidated Inc.
Advantage Energy Inc.
Aquila Merchant Services
Aquila Networks Canada (BC) Ltd.
ATCO Electric Ltd. et ATCO Power Ltd.
Bonneville Power Administration
BP Canada Energy Company
British Columbia Hydro and Power Authority
Canadian Niagara Power Company Limited
Canadian Niagara Power Inc.
The Canadian Transit Company
Candela Energy Corporation
Cargill-Alliant Energy Canada Inc.
Chandler Energy Inc.
CMS Marketing, Services and Trading Company
Columbia Power Corporation
Conectiv Energy Supply Inc.
Constellation Power Source, Inc.
Consumers Energy Company
Coral Energy Canada Inc.
Detroit & Canada Tunnel Corporation
The Detroit & Windsor Subway Company
The Detroit Edison Company

Direct Energy Marketing Limited
DTE Energy Trading Inc.
Duke Energy Marketing Canada Ltd.
Dynegy Canada Inc.
Dynegy Power Marketing Inc.
Edison Mission Marketing & Trading, Inc.
El Paso Merchant Energy, L.P.
Emera Energy Inc.
EnCana Energy Services Inc.
Engage Energy Canada, L.P.
Engage Energy U.S. L.P.
ENMAX Energy Marketing Inc.
Entergy Power Marketing Corp.
Entergy-Koch Trading Canada (ULC)
EPCOR Merchant and Capital Inc.
Exelon Generation Company, LLC
Fermes (y compris bungalows et chalets isolés)
Fraser Paper Inc. (Canada)
Hydro-Manitoba
Hydro One Networks Inc.
Hydro-Québec
IDACORP Energy L.P.
Inland Pacific Energy Services Ltd.
Lac La Croix Power Authority
Marketing D'Energie HQ Inc.
Mirant Americas Energy Marketing, L.P.
Montwegan International Energia Resource Inc.
Morgan Stanley Capital Group Inc.
Nexen Marketing
NorthPoint Energy Solutions Inc.
Nova Scotia Power Inc.
NRG Power Marketing, Inc.
OGE Energy Resources Inc.
Ontario Power Generation Inc.
Ontario Power Interconnected Markets Inc.
PDI Canada Inc.
PG&E Energy Trading - Power L.P.
Powerex Corp.
Reliant Energy Services Canada Ltd.
Roseau Electric Cooperative Inc.
Saskatchewan Power Corporation
Sempra Energy Trading Corp.
Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick
Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité
Sonat Power Marketing Inc.
Sonat Power Marketing, L.P.
Split Rock Energy LLC
Teck Cominco Metals Ltd.
Tractebel Energy Marketing Inc.
TransAlta Energy Marketing Corp.
TransAlta Energy Marketing Corp. et TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.
TransCanada Energy Ltd.
TransCanada Power Marketing Inc.
UBS AG, London Branch
UtiliCorp Networks Canada (British Columbia) Ltd.
West Kootenay Power Ltd.
Williams Energy Marketing & Trading Canada Inc.
WPS Canada Generation, Inc.

supplément iii

Documents

Bulletins d'information

L'Office publie des bulletins d'information sur les sujets suivants :

I. Procédures d'approbation du tracé d'un pipeline
II. Le processus d'audience publique
III. Procédure pour les requêtes sans audience
IV. Comment participer à une audience publique
V. Les publications de l'Office (remplacé par le bulletin d'information n° 2)
VI. Transport, droits et tarifs
VII. La bibliothèque de l'Office national de l'énergie (remplacé par le bulletin d'information n° 2)
VIII. Électricité
IX. Protection de l'environnement
X. Droits et tarifs pipeliniers : Compendium de termes
XI. Le Bureau d'information sur les terres domaniales (remplacé par le bulletin d'information n° 3)
XII. La sécurité pipelinière
XIII. La réglementation des pipelines : Aperçu pour les propriétaires et les locataires

L'Office publie également les brochures suivantes :

Vivre et travailler à proximité d'un pipeline : Guide du propriétaire foncier, 2002
Travaux d'excavation et de construction à proximité de pipelines, janvier 2002

Série de bulletins d'information

L'Office publie une série de bulletins d'information, dont les suivants :

1. Réponses à vos questions à propos de l'Office national de l'énergie
2. Services de bibliothèque et d'information
3. Le Bureau d'information sur les terres domaniales

Principaux documents publiés en 2002

Lignes internationales de transport d'électricité

Régie de l'hydroélectricité du Manitoba
Autorisation de construire et d'exploiter une ligne internationale de transport d'électricité
Décision, 6 mars 2002

Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée
Autorisation de reconstruire une section de sa ligne de transport internationale d'électricité existante
EH-1-2002
Motifs de décision, juin 2002

Installations pipelinières

TransCanada PipeLines Limited
Projet de rapport du facilitateur sur la conférence technique, 7 février 2002
Demande de mise hors service d'équipements
Article 44 du *Règlement sur les pipelines terrestres*

Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
Projet de pipeline GSX Canada
Plaidoirie orale concernant la requête
GH-1-2001
Décision, 31 mai 2002

Canadian Natural Resources Limited
Le gazoduc Ladyfern de CNRL
Décision, 18 décembre 2001
Opinion dissidente - membre E. Quarshie, 13 juin 2002

Westcoast Energy Inc.
Pipeline de prolongement Grizzly et latéral Weejas
GH-2-2002
Rapport d'étude approfondie, août 2002

Westcoast Energy Inc.
Pipeline de prolongement Grizzly et latéral Weejas
GH-2-2002
Motifs de décision, novembre 2002

Droits et tarifs

TransCanada PipeLines Limited
Demande concernant un rendement équitable
RH-1-2001
Motifs de décision, juin 2002

Exportations de gaz

Province du Nouveau-Brunswick
Demande concernant les procédures relatives aux ordonnances d'exportation à court terme
MH-2-2002
Motifs de décision, septembre 2002

Électricité

TransCanada Power Marketing Inc.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 8 mars 2002

EPCOR Merchant and Capital Inc. pour le compte de EPCOR Merchant and Capital L.P.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 18 mars 2002

Nexen Marketing
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 18 mars 2002

Aquila Capital and Trade Limited
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 21 mars 2002

Aquila Canada Capital and Trade Corp.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 21 mars 2002

ORA Energy Resources, Inc.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 3 avril 2002

Direct Energy Marketing Limited
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 12 avril 2002

Reliant Energy Services Canada Ltd.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 12 avril 2002

The Detroit Edison Company
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 25 avril 2002

DTE Energy Trading Inc.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 25 avril 2002

Cargill-Alliant Energy Canada, Inc. commanditée de Cargill-Alliant Energy Canada, LP
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 2 mai 2002

supplément iv

Instances

1. *Geophysical Services Incorporated c. le président de l'Office national de l'énergie et le commissaire à l'information du Canada*

Division de première instance de la Cour fédérale

En novembre 2000, une requête en révision judiciaire a été signifiée à l'Office à la suite d'un refus à une demande d'accès à l'information. Dans la requête en révision judiciaire, le requérant soutenait que l'Office avait conclu à tort qu'on pouvait raisonnablement s'attendre à ce que la communication des renseignements demandés occasionne des pertes financières importantes ou porte atteinte à la position concurrentielle d'un tiers.

Décision : L'affaire a été inscrite pour audition à Halifax (Nouvelle-Écosse) le 5 février 2003.

2. *Federation of Saskatchewan Indian Nations; chefs des Nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 8 (FSIN) c. Alliance Pipelines Ltd.*

Cour d'appel fédérale

Le 2 mai 2001, la FSIN a déposé une requête en révision judiciaire à l'encontre de la décision du 2 avril 2001 de l'ONÉ visant à rejeter la demande qu'elle lui avait adressée afin qu'il convoque une audience pour examiner la révocation ou la suspension du certificat d'utilité publique (GC-98) délivré à Alliance. La FSIN soutenait qu'Alliance avait contrevenu à l'une des conditions du certificat.

Le 16 avril 2002, la Cour d'appel fédérale a accueilli une requête de la FSIN visant à modifier sa requête en révision judiciaire. La modification consistait à ajouter une requête en révision judiciaire à l'encontre de la décision du 23 novembre 1998 de l'ONÉ (agréée par le gouverneur en conseil le 23 décembre 1998) visant à accorder le certificat GC-98. L'ajout de cette requête s'appuyait sur le motif que l'ONÉ n'avait pas exercé correctement sa compétence parce qu'il avait délivré le certificat GC-98 sans y inclure une condition concernant un partage des recettes, tel que le prévoyait un protocole d'entente conclu entre la FSIN et Alliance.

Décision : Au 31 décembre 2002, l'affaire n'avait pas encore été inscrite pour audition.

3. *Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) c. Office national de l'énergie*

Cour d'appel fédérale

Le 14 février 2002, M&NP a demandé l'autorisation d'interjeter appel de la décision du 15 janvier 2002 de l'ONÉ visant à convoquer une audience publique pour examiner une demande de Cartier Pipeline and Company, Limited Partnership (Cartier). Au moyen de l'ordonnance d'audience RH-3-2001, étape 2, l'Office a inscrit pour étude la question du traitement tarifaire des installations du Nord-Ouest. Ces installations consistent en une canalisation hypothétique d'environ

260 kilomètres de long qui s'étendrait à travers le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick d'un point d'interconnexion avec le projet de gazoduc Cartier jusqu'à un point sur la canalisation principale actuelle de M&NP près de Fredericton.

La demande d'interjeter appel se fondait notamment sur l'assertion que l'Office avait commis une erreur en ordonnant la tenue d'une audience pour décider de la méthode de tarification d'installations pour lesquelles il n'avait pas encore reçu de demande de construction et en prétendant exclure certaines questions des délibérations de l'audience.

Décision : Cartier ayant retiré sa demande d'audience, l'Office a mis fin à l'étape 2 de l'instance RH-3-2001 et M&NP s'est désistée de sa demande d'interjeter appel le 22 février 2002.

4. Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) - Ordonnance d'audience RH-3-2001, étape 2 - Demande de Cartier concernant la détermination de la méthode de tarification [des installations du Nord-Ouest]

Révision par l'ONÉ

Le 28 janvier 2002, la CAPP a prié l'Office de réviser et de suspendre sa décision du 15 janvier 2002 visant à convoquer une audience publique pour examiner une demande de Cartier concernant la détermination du traitement tarifaire qui convient pour les installations du Nord-Ouest (celles-ci sont décrites au point 3 ci-dessus).

Décision : Suite au retrait de la demande d'audience de Cartier, l'Office a mis fin à l'étape 2 de l'instance RH-3-2001 et abandonné l'examen de la demande de révision le 21 février 2002.

5. Westcoast Energy Inc. - Ordonnance approuvant la construction des installations Kwoen

Révision par l'ONÉ

Le 27 septembre 2001, l'Office a décidé, de sa propre initiative, de réexaminer l'ordonnance par laquelle il avait approuvé la construction des installations Kwoen de Westcoast. Le 19 septembre 2001, Westcoast a informé l'Office qu'elle avait détecté des problèmes concernant le puits de réinjection de Talisman Energy Inc. situé à la coordonnée b-65-B/93-p-5 (puits b-65) et que la connexion des installations Kwoen au puits b-65, telle qu'approuvée par l'ordonnance XG-W005-22-2001, semblait être sérieusement en doute. L'Office a noté que le puits b-65 est essentiel à l'exploitation des installations Kwoen, telles qu'elles ont été approuvées. En l'absence d'une connexion entre le pipeline de réinjection Kwoen et le puits b-65, la viabilité du projet Kwoen et d'autres projets qui lui sont liés peut être remise en question.

Décision : Le 19 avril 2002, l'Office a terminé sa révision en modifiant l'ordonnance initiale par laquelle il avait autorisé les installations en question.

6. *Reservoir Safety Committee (Comité de sécurité du réservoir - CSR) - Révision des permis d'exportation d'électricité délivrés à la British Columbia Power Exchange Corporation (Powerex) et à la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro)*

Révision par l'Office

Le 17 octobre 2000, le CSR a demandé une révision des permis d'exportation d'électricité EPE-118 et EPE-119 délivrés à Powerex et des permis EPE-124, EPE-125, EPE-126 et EPE-127 délivrés à BC Hydro. Dans sa demande, le CSR a déclaré que depuis 1980, 11 novades se sont produites dans le réservoir Carpenter de BC Hydro, qui alimente la centrale hydroélectrique de Bridge River. Ces accidents découlent du refus de BC Hydro de fournir une protection adéquate aux travailleurs et aux membres du public qui passent près du réservoir. Le CSR a demandé à l'Office de révoquer les permis liés à l'électricité produite par la centrale de Bridge River jusqu'à ce que la sécurité des travailleurs et du public puisse être assurée. En décembre 2001, l'Office a informé le CSR qu'il n'examinerait pas la demande de révision jusqu'à ce que celui-ci en ait notifié les parties intéressées.

En avril 2002, le CSR a renouvelé sa demande de révision des permis et notifié les parties intéressées. Le 10 juin 2002, l'Office a invité BC Hydro et Powerex à présenter leurs observations sur la question de savoir si le paragraphe 21(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* autorise l'Office à révoquer des permis d'exportation d'électricité. Le 24 juin 2002, BC Hydro et Powerex ont répondu, en partie, en demandant à l'Office de conclure qu'il n'a pas le pouvoir d'accéder à la requête du CSR.

Décision : Le 7 août 2002, le CSR a avisé l'Office qu'il ne voulait plus poursuivre la demande de révocation des permis d'exportation d'électricité actuellement détenus par BC Hydro et Powerex.

7. *Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (TMPL) - Ordonnance approuvant le règlement sur les droits*

Révision par l'ONÉ

Le 19 mars 2002, TMPL a demandé la révision et la modification de l'ordonnance TO-1-2001 par laquelle l'Office avait approuvé le règlement avec droits incitatifs de TMPL pour la période de 2001 à 2005. La société a déposé la demande de révision parce qu'elle pensait que la condition 6 de l'ordonnance l'obligeait à se conformer immédiatement aux nouvelles exigences en matière de rapports de surveillance prescrites à la partie XI des *Directives concernant les exigences de dépôt*, publiées par l'Office le 6 décembre 2001. La condition 6 de l'ordonnance se lit comme suit :

En ce qui touche les rapports de surveillance trimestriels, TMPL est exemptée de l'application de toutes les exigences en matière de dépôt et de rapports qui sont prescrites dans l'ordonnance TO-3-92 et les Directives de l'Office en date du 16 février 1994, jusqu'à ce que l'Office ait terminé son examen des exigences de dépôt qui conviennent pour un pipeline exploité aux termes d'un règlement avec droits incitatifs.

Décision : Le 31 mai 2002, l'Office a rejeté la demande de révision et de modification parce que, suivant son interprétation de la condition 6 de l'ordonnance, TMPL n'était pas tenue de se conformer immédiatement aux nouvelles exigences concernant les rapports de surveillance.

Révision par l'ONÉ

Dans une demande datée du 16 septembre 2002, TransCanada a enjoint l'Office de réviser et de modifier sa décision RH-4-2001 et ses ordonnances d'application. TransCanada a allégué que l'Office avait commis les erreurs suivantes en rendant la décision RH-4-2001 :

- il avait manqué à son obligation légale d'appliquer la norme de rendement équitable;
- il n'avait pas appliqué correctement les critères de l'investissement comparable, de l'effet d'attraction et de l'intégrité financière;
- il avait mal interprété la proposition relative au CMPCAI;
- il avait continué d'utiliser la formule de rajustement RH-2-94 pour déterminer le rendement des capitaux propres;
- il avait violé le principe de l'autonomie;
- il avait manqué à l'obligation d'agir équitablement en négligeant de donner des motifs adéquats à l'appui d'un grand nombre de ses décisions.

Le 1er novembre 2002, l'Office a sollicité les commentaires des parties à l'instance RH-4-2001 sur la question de savoir si TransCanada avait soulevé un doute quant au bien-fondé de la décision, auquel cas il s'imposerait de réviser cette décision. Au 17 décembre 2002, tous les documents afférents au dossier, y compris la réponse de TransCanada, avaient été déposés.

Décision : L'Office poursuit l'examen de la question.

supplément v

Coopération avec d'autres organismes

L'ONÉ coopère avec d'autres organismes afin de réduire les chevauchements en matière de réglementation et de fournir des services plus efficaces.

Administration du pipe-line du Nord (APN)

L'Office assure une aide technique et administrative à l'APN, qui assume la responsabilité première, en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de surveiller la planification et la construction du tronçon canadien du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, projet réalisé par Foothills Pipe Lines Ltd. M. Robert G. Skinner a été nommé directeur de l'APN en novembre 2002.

Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE)

Le personnel de l'ONÉ prend une part active aux travaux de l'ACÉE : il fait partie du Conseil supérieur de l'évaluation environnementale et siège à titre d'observateur au Comité consultatif de la réglementation. Cette participation se solde par une coordination efficace des responsabilités de réglementation en matière d'évaluation environnementale.

Alberta Energy and Utilities Board (EUB)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec l'EUB sur l'intervention d'urgence en cas d'incident pipelinier. Le protocole décrit l'aide mutuelle qui peut être offerte en cas d'accident pipelinier en Alberta et prévoit l'intervention plus rapide et plus efficace des deux organismes.

L'ONÉ et l'EUB ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Alberta. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération. L'ONÉ et l'EUB ont organisé et planifié ensemble la conférence de 2003 de CAMPUT, *Les marchés en transition, la réglementation en évolution* (voir CAMPUT ci-dessous).

Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT)

CAMPUT est un organisme sans but lucratif regroupant les commissions, régies et offices fédéraux, provinciaux et territoriaux chargés de réglementer les services publics d'électricité et d'aqueducs, les services de distribution de gaz et les entreprises pipelinières au Canada. Des membres de l'ONÉ siègent au comité exécutif de l'Association, pour promouvoir la sensibilisation et la formation des membres et du personnel des tribunaux d'utilité publique. De plus, des membres du personnel de l'ONÉ fournissent des services d'information et de l'assistance à CAMPUT en vue de l'organisation de ses conférences. Les membres et le personnel de l'Office ont assisté à la conférence annuelle de CAMPUT en 2002.

Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST)

L'ONÉ assume la responsabilité exclusive de la réglementation de la sécurité des oléoducs et des gazoducs de ressort fédéral, mais pour les enquêtes sur les accidents liés aux pipelines, il œuvre de concert avec le BST. Les rôles et attributions de chaque organisme sont décrits dans un protocole d'entente.

Comisión Reguladora de Energía (CRE) du Mexique

Le personnel de l'ONÉ et celui de la CRE entretiennent des rapports informels suivis afin de mettre en commun l'expérience des deux organismes dans le domaine de la réglementation ainsi que l'information sur les marchés nord-américains de l'énergie. Les deux organismes se sont engagés à maintenir et à raffermir ces rapports, qui comprennent des visites réciproques du personnel.

Coopération au chapitre de l'évaluation des répercussions environnementales et de l'examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest

En 2002, l'ONÉ, de concert avec les offices et organismes chargés de l'évaluation environnementale et de l'examen réglementaire d'un grand projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest, ont diffusé un plan de coopération. Ce plan décrit les méthodes de coordination proposées en vue d'assurer que le processus d'examen de toute demande visant un tel projet, d'une part soit efficace, souple et mené en temps opportun et, d'autre part, réduise les doubles emplois et assure une meilleure participation du public et des collectivités du Nord. Les partenaires de l'ONÉ qui ont participé à l'élaboration du plan sont l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office des terres et des eaux du Sahtu, l'Office Gwich'in des terres et des eaux, l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, le Bureau d'examen et le Comité d'étude des répercussions environnementales pour la région désignée des Inuvialuit, le Conseil inuvialuit de gestion du gibier, la Commission inuvialuit d'administration des terres, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, ainsi que des observateurs de la Première nation Deh Cho, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et du gouvernement du Yukon.

Développement des ressources humaines Canada (DRHC)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec DRHC aux fins de l'application du *Code canadien du travail* dans le cas des activités et des installations qui sont du ressort de l'ONÉ et de la coordination des responsabilités en matière de sécurité aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'ONÉ a aussi participé au sondage mené par DRHC sur la satisfaction de sa clientèle.

Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC)

Les dirigeants de l'ONÉ et de la FERC entretiennent un dialogue régulier sur leurs expériences respectives à titre d'organismes de réglementation. Ils échangent des informations du domaine public pour se tenir informés au sujet des enjeux actuels et naissants qui pourraient concerner les deux organismes, et pour profiter des connaissances acquises par les deux organismes en matière de pratiques de réglementation exemplaires.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MÉM)

L'ONÉ et le MÉM ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Colombie-Britannique. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon (MEÉ)

L'ONÉ continue de travailler avec les représentants du gouvernement du Yukon afin de faciliter le transfert des responsabilités en matière de réglementation du pétrole et du gaz, conformément à l'Entente de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon. Il fournit des conseils techniques spécialisés au MEÉ.

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

Les membres de l'ONÉ participent régulièrement aux réunions de la NARUC aux États-Unis, notamment pour examiner les faits nouveaux sur le marché du gaz américain qui pourraient influer sur le commerce transfrontière du gaz naturel.

Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE) et Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE)

Les présidents respectifs de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE, des hauts fonctionnaires des ministères de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador et de la Nouvelle-Écosse, ainsi que des dirigeants de RNCan forment le Conseil d'harmonisation. Les membres du Conseil examinent et tranchent les questions horizontales qui intéressent leurs organisations respectives afin d'assurer la collaboration et l'harmonisation des démarches à l'échelle du Canada dans le domaine de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole. Le personnel de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE collabore également à l'examen, la mise à jour et la modification des règlements et lignes directrices régissant les activités gazières et pétrolières menées sur les terres visées par les Accords.

En outre, le personnel de l'ONÉ fournit une expertise technique à RNCan, à l'OCTHE et à l'OCNHE à l'égard de questions techniques d'intérêt mutuel, comme l'évaluation des réservoirs, la santé et la sécurité professionnelles, les opérations de plongée et les travaux de forage et de production.

En 2002, l'ONÉ et l'OCNHE ont signé un protocole d'entente en vue de coordonner l'examen réglementaire du projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier Deep Panuke d'Encana.

Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie (OEREVM)

À la fin de l'exercice 2000, l'ONÉ et l'OEREVM ont signé un protocole d'entente qui établissait un cadre de coopération entre les deux organismes aux fins de l'évaluation des incidences environnementales de projets menés dans la vallée du Mackenzie. Lorsqu'il s'agit d'un projet de pipeline transrégional, l'ONÉ détient des responsabilités en vertu de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Le protocole d'entente favorise la coopération des deux organismes afin de réduire les chevauchements et de rehausser l'efficacité du processus d'examen environnemental.

Pipeline Technical Regulatory Authorities of Canada Council (PTRACC)

L'ONÉ préside un conseil formé du personnel d'organismes techniques de régie, fédéraux et provinciaux. Le PTRACC se réunit périodiquement au cours de l'année pour discuter des initiatives dans les domaines de la sécurité pipelinière et de la protection de l'environnement.

Ressources naturelles Canada (RNCan)

En 1996, l'ONÉ a signé un protocole d'entente avec RNCan afin de réduire les chevauchements et de renforcer la coopération. Ce protocole d'entente porte sur des points comme la collecte des données, l'amélioration des modèles énergétiques et les études spéciales. Le protocole a été reconduit en janvier 2000.

supplément vi

Liste des annexes

Les rapports statistiques suivants ont été publiés séparément à titre d'Annexes au rapport annuel. On peut en consulter la version électronique sur le site Web de l'Office ou se procurer un exemplaire de la version imprimée auprès du Bureau des publications. Composer le (403) 299-3562 ou le 1-800-899-1265, envoyer un fax au (403) 292-5503 ou visiter notre site Web (www.neb-one.gc.ca).

Annexe A

- A1 Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
- A2 Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2001
- A3 Offre et utilisation de gaz naturel
- A4 Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2001
- A5 Offre et utilisation de liquides de gaz naturel
- A6 Travaux géophysiques
- A7 Dépenses d'exploration et de mise en valeur
- A8 Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada
- A9 Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières
- A10 Production et utilisation d'électricité

Annexe B

- B1 Certificats délivrés en 2002 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur
- B2 Ordonnances délivrées en 2002 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
- B3 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 2001 et 2002
- B4 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1998 à 2002
- B5 Exportations de produits pétroliers par mois - 2002
- B6 Exportations de produits pétroliers par compagnie - 2001 et 2002

Annexe C

- C1 Certificats délivrés en 2002 pour la construction d'installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur
- C2 Ordonnances délivrées en 2002 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
- C3 Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2002
- C4 Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2002
- C5 Exportations de gaz naturel par point d'exportation - 1998 à 2002
- C6 Exportations totales nettes de propane et de butanes - 2001 et 2002

Annexe D

D1 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs
D2 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service
D3 Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe 1

Annexe E

E1 Certificats et permis délivrés en 2002 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité
E2 Ordonnances modificatrices délivrées en 2002 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité
E3 Ordonnances de révocation rendues en 2002 à l'égard de lignes internationales de transport d'électricité
E4 Licences délivrées en 2002 relativement à l'exportation d'électricité
E5 Permis et ordonnances délivrés en 2002 relativement à l'exportation d'électricité
E6 Exportations d'électricité en 2002
E7 Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 2002 (par province)
E8 Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada en 2002 (par région ou État américain)

supplément vii

Structure de l'ONÉ

L'Office est structuré en cinq secteurs qui représentent ses principales sphères de responsabilité, à savoir : Demandes, Opérations, Produits, Gestion de l'information et Services généraux. De plus, le bureau de la direction comprend trois équipes qui fournissent des services spécialisés à l'Office, soit les Services juridiques, l'Équipe de leadership professionnel et les Services de réglementation.

Haute direction de l'Office

Gaëtan Caron	chef des opérations
Judith Hanebury	avocate générale
Sandy Harrison	chef de secteur, Demandes
John McCarthy	chef de secteur, Opérations
Terrance Rochefort	chef de secteur, Produits
Byron Goodall	chef de secteur, Gestion de l'information
Valerie Katarey	chef de secteur, Services généraux

Michel Mantha	secrétaire de l'Office
Bonnie Gray	chef de projet, Préparation au développement dans le Nord
Glenn Booth	spécialiste en chef, Économie
Claudine Dutil-Berry	spécialiste en chef, Environnement (par intérim)
Joe Paviglianiti	spécialiste en chef, Ingénierie (par intérim)

Attributions des secteurs

Demandes

Le Secteur des demandes a pour tâche de traiter et d'évaluer la plupart des demandes présentées aux termes de la Loi sur l'ONÉ. Ces demandes tombent en grande partie sous le coup des parties III et IV de cette loi, lesquelles visent les installations et les droits et tarifs. Le personnel du Secteur des demandes est aussi chargé d'autres fonctions comme la surveillance et la vérification financières des compagnies assujetties à la réglementation de l'Office; il est appelé en outre à régler les préoccupations des propriétaires fonciers.

Produits

Le Secteur des produits est chargé d'assurer la surveillance de l'industrie et des marchés de l'énergie. À ce titre, il lui incombe de produire des prévisions de l'offre et de la demande de produits énergétiques au Canada et de mettre à jour les lignes directrices et les règlements régissant les exportations d'énergie, comme l'exige la partie VI de la Loi sur l'ONÉ. Le Secteur se charge également d'évaluer et de traiter les demandes relatives aux exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité de même que les demandes concernant la construction et l'exploitation de lignes internationales et interprovinciales de transport d'électricité.

Opérations

Le Secteur des opérations s'occupe de toutes les questions relatives à la sécurité et à l'environnement pour ce qui est des installations visées par la Loi sur l'ONÉ, la LOPC et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. À ce titre, il est chargé de mener des inspections et des vérifications en matière de sécurité et de protection de l'environnement, de faire enquête sur les incidents et de surveiller les méthodes d'intervention en cas d'urgence. Le Secteur est aussi chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par des accords. Il lui incombe, enfin, d'élaborer des règlements et des lignes directrices dans tous les domaines susmentionnés.

Gestion de l'information

Le Secteur de la gestion de l'information est chargé d'élaborer et de mettre en œuvre une stratégie de gestion de l'information pour l'Office et de diffuser l'information dont ont besoin les intervenants internes et externes. Ses attributions englobent les communications internes et externes, les services de la bibliothèques, la gestion des archives, les services de courrier, l'accès à l'information, la production de documents et les services informatiques de l'organisme.

Services généraux

Le Secteur des services généraux fournit les services nécessaires pour appuyer l'Office dans la gestion de ses ressources humaines, matérielles et financières. Ses attributions englobent l'application de la politique de l'Office et ses activités de planification, la gestion du matériel et des installations, la dotation en personnel, la formation, la rémunération, y compris les avantages sociaux, l'approvisionnement, la gestion des stocks, la sécurité physique et les activités patronales-syndicales.

Bureau de la direction

Le bureau de la direction répond de la capacité globale de l'Office et de son aptitude à satisfaire aux impératifs stratégiques et opérationnels. À ce titre, il est chargé de fournir des avis juridiques en matière de gestion et de réglementation, de maintenir et d'accroître le savoir-faire technique de l'Office dans les domaines de l'économie, de l'environnement et du génie, ainsi que de fournir un soutien au chapitre de l'administration des audiences et de la réglementation.

supplément viii

Liste des abréviations

ACÉE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ACV	assurance de conformité volontaire
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
BC Gas	BC Gas Utility Ltd.
BC Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
canalisation n° 9	l'oléoduc Montréal-Sarnia d'Enbridge
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Cartier	Cartier Pipeline and Company, Limited Partnership
CSA	Association canadienne de normalisation
DED	*Directives concernant les exigences de dépôt*
ÉME	Évaluation du marché de l'énergie
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Énergie NB	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
FAQ	Foire aux questions
FÉE	Fonds pour l'étude de l'environnement
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GSX	Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
Hydro-Manitoba	Régie de l'hydro-électricité du Manitoba
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
LGN	liquides de gaz naturel
LI	ligne internationale de transport d'électricité
Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
LOPC	*Loi sur les opérations pétrolières au Canada*
M&NP	Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.
NOVA	NOVA Gas Transmission Ltd.
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OTR	organisation de transport régionale
PDF	Portable Document Format
PIB	produit intérieur brut
Powerex	British Columbia Power Exchange Commission
RÉA	Rapport d'étude approfondie
RPT-99	*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
SDÉ	système de dépôt électronique
SGML	Standard Generalized Markup Language (langage standard généralisé de balisage)
Sumas	Sumas Energy 2 Inc.
TMPL	Trans Mountain Pipeline Company Ltd.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Vector	Vector Pipeline Ltd.
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WTI	West Texas Intermediate

table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les cinquante minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif		
mètre	=	3,28 pieds
kilomètre	=	0,62 mille
hectare	=	2,47 acres
mètre cube de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité
gigajoule	=	10^9 joules
pétajoule	=	10^{15} joules
gigawattheure	=	10^6 kilowattheures
térawattheure	=	10^9 kilowattheures

Canada